

**ESTUDIOS SOBRE  
LA ELECTRICIDAD  
EN AMERICA LATINA**

**VOLUMEN II**

**Documentos  
del seminario  
latinoamericano  
de energía eléctrica**



**Naciones Unidas**

# ALGUNAS PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

(Continuación de la 4ª de forros)

## Comercio

### *La Cooperación Económica Multilateral en América Latina*

Diciembre 1961 234 páginas  
E/CN.12/621 No. de venta: 62.II.G.3 Dls. 3.00

## Industria

### *Los Recursos Hidráulicos de América Latina*

#### *I. Chile*

Octubre 1960 190 páginas  
E/CN.12/501 No. de venta: 60.II.G.4 Dls. 2.50

#### *II. Venezuela*

Noviembre 1962 127 páginas  
E/CN.12/593/Rev. 1 No. de venta: 63.II.G.6 Dls. 1.50

#### *III. Bolivia y Colombia*

Septiembre 1964 177 páginas  
E/CN.12/695 No. de venta: 64.II.G.11 Dls. 2.00

## Estudios sobre Centroamérica

### *Los Recursos Humanos de Centroamérica, Panamá y México en 1950-1980 y sus relaciones con algunos aspectos del desarrollo económico*

Diciembre 1960 159 páginas  
E/CN.12/548 No. de venta: 60.XIII.1 Dls. 2.00

### *Segundo Compendio Estadístico Centroamericano*

Enero 1963 62 páginas  
E/CN.12/597 No. de venta: 63.II.G.11 Dls. 0.75

### *Posibilidades de desarrollo industrial integrado en Centroamérica*

Noviembre 1963 54 páginas  
E/CN.12/683/Rev. 1 No. de venta: 63.II.G.10 Dls. 0.75

## Informes del CCE

### *Informe del Comité de Cooperación Económica del Istmo Centroamericano (14 de septiembre de 1960 a 29 de enero de 1963)*

Contiene los informes de las reuniones 3ª ordinaria, 3ª y 4ª extraordinarias y los textos de:

- 1. Instrumentos de adhesión de Costa Rica al Tratado General y al Banco Centroamericano de Integración Económica*
- 2. Protocolo de adhesión de Costa Rica al Protocolo al Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación firmado en Managua el 13 de diciembre de 1962*
- 3. Protocolo al Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación (Protocolo San José)*
- 4. Convenio Centroamericano de Incentivos Fiscales al Desarrollo Industrial*
- 5. Protocolo al Tratado General de Integración Económica Centroamericana: Lista de mercancías sujetas a regímenes transitorios de excepción al libre comercio entre Costa Rica y cada uno de los demás Estados miembros*
- 6. Protocolo al Convenio sobre el Régimen de Industrias Centroamericanas de Integración*
- 7. Protocolo al Convenio Centroamericano sobre Equiparación de Gravámenes a la Importación (Protocolo de San Salvador)*

Agosto 1963 70 páginas  
E/CN.12/672 No. de venta: 63.II.G.12 Dls. 0.75

# **ESTUDIOS SOBRE LA ELECTRICIDAD EN AMERICA LATINA**

## **Volumen II**

*Documentos del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica reunido en la ciudad de México bajo el auspicio conjunto de la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas y del Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos*



**NACIONES UNIDAS**  
**NUEVA YORK, OCTUBRE DE 1964**

E/CN.12/630/Add.1

Octubre de 1964

PUBLICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS

Nº de venta: 64.II.G.10

Precio: 5.50 dólares  
(o su equivalente en otras monedas)

## ÍNDICE

Página

### I. Estado actual y proyecciones

Estudio del desarrollo de la energía eléctrica en Asia y el Lejano Oriente, por la <i>Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente</i> . . . . .	1
Algunos criterios aplicables al planeamiento económico de las obras eléctricas, por <i>Guillermo A. Mazza</i> . . . . .	12
Los servicios públicos eléctricos en la República Argentina y la Empresa del Estado "Agua y Energía Eléctrica", por <i>Carlos A. Volpi</i> . . . . .	19
La Compañía Eléctrica de São Francisco, por <i>Antonio José Alves de Souza</i> . . . . .	23
La energía eléctrica en el Brasil, por <i>Carlos Berenhauser Jr.</i> . . . . .	31
Aspectos salientes en el desarrollo de la electrificación en Costa Rica, por el <i>Instituto Costarricense de Electricidad</i> . . . . .	42
Los problemas de electrificación de Centroamérica, por <i>José M. Dengo</i> . . . . .	45
El caso chileno, por <i>Raúl Sáez</i> . . . . .	47
Previsión de demandas y consumos de energía eléctrica en Chile, por <i>Edmundo Bordeu P.</i> . . . . .	49
La electrificación rural en Chile por medio de cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica organizadas por la ENDESA, por <i>Gustavo Cuevas G.</i> . . . . .	52
La nacionalización de la industria eléctrica en México, por la <i>Comisión Federal de Electricidad de México</i> . . . . .	55
Juntas estatales de electrificación, por <i>Arquímides Catalán Guevara, Salvador Almanza Nieto, Enrique Ontiveros Aguilar, Salvador Saenz Nieves y Mario Bunt</i> . . . . .	62
Programa de obras 1961-70 de la Comisión Federal de Electricidad de México, por <i>Pablo Tapia, Mario Bunt R. y Jorge Young</i> . . . . .	67
Métodos para la estimación de futuros requerimientos de energía eléctrica, por <i>Luis F. de Anda y Bruno Romero H.</i> . . . . .	70
La electrificación planificada en los países poco desarrollados de América Latina, por <i>Rolfo Ortega Mata</i> . . . . .	77
El suministro de energía eléctrica como factor de estímulo para el desarrollo económico regional de México, por <i>Emilio Rodríguez Mata</i> . . . . .	90
La estadística, base fundamental para planear la electrificación de países poco desarrollados, por <i>José G. Treviño Siller</i> . . . . .	94
Metodología de proyecciones de la demanda eléctrica, por <i>U. Alberto Trujillo E.</i> . . . . .	97
La empresa pública, instrumento adecuado para el suministro de electricidad, por <i>Rafael V. Urrutia y Víctor M. Cataldo</i> . . . . .	100
El sistema de energía de Trinidad, por <i>Kenneth W. Finch</i> . . . . .	103
Consumo, producción y política energética en el Uruguay, por <i>Ramón Oxman</i> . . . . .	108
Situación de la industria de generación eléctrica en los Estados Unidos, por <i>Philip A. Fleger</i> . . . . .	110
Problemas de pronóstico de cargas y la capacidad productora necesaria para atenderlas, por <i>Arthur S. Griswold y F. Douglas Campbell</i> . . . . .	116
Proyección de las necesidades futuras de energía, por la <i>American Public Power Association de los Estados Unidos</i> . . . . .	119
Relación histórica entre el consumo de energía y el producto bruto nacional en los Estados Unidos, por <i>Sam H. Schurr</i> . . . . .	123
Estudio del estado y desarrollo de la industria de la energía eléctrica en la URSS, por <i>N. M. Chuprakov</i> . . . . .	132

### II. Criterios económicos

Experiencia adquirida en Europa en la integración y explotación coordinada de redes nacionales de transmisión de energía eléctrica, por la <i>Comisión Económica para Europa (División de Energía)</i> . . . . .	137
Aspectos económicos y técnicos de la interconexión de los sistemas eléctricos, por la <i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i> . . . . .	144
Criterios económicos y técnicos empleados en la preparación de un programa de producción de electricidad, por la <i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i> . . . . .	148
Criterio técnico y económico que se aplica en la confección de programas de distribución de electricidad, por la <i>Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique</i> . . . . .	151

Soluciones hidráulicas o térmicas para la provisión de energía eléctrica. Su comparación económica, por Raúl A. Ondarte . . . . .	154
Evaluación de un proyecto hidroeléctrico potencial como agregado a un sistema existente de energía, por Léo A. Penna . . . . .	158
Métodos empleados por la Empresa Nacional de Electricidad S. A. para la selección de alternativas de abastecimiento eléctrico en el sistema interconectado de la Zona Central de Chile, por Renato E. Salazar y Carlos Croxatto . . . . .	166
Cómo proyecta y construye la Comisión Federal de Electricidad de México, por Carlos Tercero E., Raúl J. Marsal y Raimundo Rieman . . . . .	169
Planeación de un sistema. Estudio basado en el desarrollo del sistema Sonora-Sinaloa, por Glicerio González	176
Problemas que plantea el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos, por Arturo Rodríguez Ulloa y otros . . . . .	183
Problemas básicos del desarrollo de la energía eléctrica en México, por Antonio González Rivera . . . . .	186
La electrificación rural desde el punto de vista comercial, por Kenneth W. Finch . . . . .	190
La producción de energía con turbinas a gas y turbinas a vapor, por Hugo R. Giavi . . . . .	192
Problemas de desarrollo de plantas y sistemas, por Yvon de Guise . . . . .	199
Empleo económico de la energía generada por medios hidráulicos, de la energía generada a vapor y de las interconexiones de sistemas, por Ross N. Brudenell y Jack H. Gilbreath . . . . .	204
La combinación de la capacidad generadora hidráulica y térmica se traduce en beneficios económicos máximos, por J. F. Pett . . . . .	209
Característica de los sistemas eléctricos rurales. Diseño, construcción y explotación en los Estados Unidos, por John H. Rixse, Jr. . . . .	220
Análisis económico de proyectos hidroeléctricos, por Frank L. Weaver . . . . .	227
Consideraciones económicas en la planeación y diseño de centrales hidroeléctricas de embalse, por H. Bauer y K. Theilsieffe . . . . .	233
Problemas de la distribución de cargas en redes interconectadas, por W. Henning, H. Bauer y H. Stössinger . . . . .	235
Elección y diseño de generadores para centrales hidroeléctricas, con especial referencia a América Latina, por Siegfried Rois y Hans Troger . . . . .	237
Consideraciones para la elección de instalaciones generadoras de energía eléctrica, por K. Weinlich . . . . .	240
Consideraciones económicas al elegir la tensión de las redes abastecedoras de energía eléctrica, por F. Wienken, H. Dorsch y W. Bückner . . . . .	247
Tarifas y métodos de selección del equipo hidroeléctrico, por M. Bouvard . . . . .	250
Aspectos económicos de la combinación de centrales térmicas con centrales hidroeléctricas, por Marcel Mary	257
La coordinación de las producciones hidro y termoeléctrica. La situación italiana y las experiencias del Grupo Edison, por la Società Edison . . . . .	265
Problemas básicos en la explotación de la energía eléctrica, por Sir Josiah Eccles . . . . .	267
Consideraciones económicas para el proyecto y operación de grandes unidades de generación de energía eléctrica, por H. B. Johnson . . . . .	268

### III. Aspectos financieros

Algunos aspectos de la evaluación de proyectos de energía eléctrica en países poco desarrollados, por Alfred E. Matter . . . . .	271
El costo de la energía eléctrica y el financiamiento de las empresas de electricidad, por la Comisión Económica para Europa (División de Energía) . . . . .	279
Criterio económico aplicado a la selección de las inversiones, por la Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique . . . . .	292
Demanda de capital para la expansión de la industria eléctrica en América Latina, por Marvin S. Fink . . . . .	295
Las tarifas y su influencia en el financiamiento de la energía eléctrica en la República Argentina, por Salvador San Martín . . . . .	302
Determinación del costo del kilovatio-hora. Ensayo para una explotación de servicio público eléctrico con empresas del Estado, por Carlos A. Volpi . . . . .	310
Situación actual de la industria de manufacturas eléctricas en el Brasil, por Carlos Berenhauer, Jr. . . . .	312
Financiamiento de la expansión del suministro de energía eléctrica en el estado de Minas Gerais, por Mario Penna Bhering . . . . .	316
Formación de los costos de producción en Costa Rica, por el Instituto Costarricense de Electricidad . . . . .	322
La política de tarifas y su influencia en la electrificación, por Jorge Mandas Chacón, Henry E. McGhie Boyd y Antonio Fernández Ramírez . . . . .	325

Influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras, por <i>Alberto Bennet L., Luis Court M., Raúl Arteaga L. y Rodolfo Bennewitz B.</i> . . . . .	327
Costo horario del suministro eléctrico en un sistema interconectado, por <i>Efraín Friedman y Raúl Schkolnik</i> . . . . .	337
Suministro de energía eléctrica en horas predeterminadas. Su influencia en la operación de las estaciones generadoras y consideraciones generales acerca de la tarifa aplicable a esta clase de servicios, por <i>Héctor Balandrano C.</i> . . . . .	346
Consideraciones sobre costos y tarifas eléctricas en México, por <i>Gregorio Covarrubias de Labra</i> . . . . .	349
La demanda de equipos para la industria de energía eléctrica en México, por <i>Octavio Garduño Díaz-Chávez</i> . . . . .	351
Aspectos de la organización tarifaria actual y futura en México, por <i>Enrique Vilar</i> . . . . .	361
Criterios para la sustitución de maquinaria eléctrica, por <i>Hugo R. Giavi, Manuel Mendiola y Manuel Arestivo</i> . . . . .	365
Política, técnica y experiencias de tarifas en la C. A. de Administración y Fomento Eléctrico de Venezuela, por <i>Luis E. Galavís</i> . . . . .	370
Métodos de evaluación del costo original, por <i>Gordon F. Heim</i> . . . . .	373
Financiamiento del Sistema Eléctrico del Río Columbia en los Estados Unidos, por <i>Earl D. Ostrander</i> . . . . .	376
Las tarifas eléctricas y el desarrollo regional, por <i>James E. Watson</i> . . . . .	379
Elección de un plan de financiamiento para la energía u otros servicios públicos en países en proceso de desarrollo, por <i>Jean Valley</i> . . . . .	383
Problemas de explotación y de carácter reglamentario que presenta la utilización de la energía eléctrica, por <i>Sir Josiah Eccles</i> . . . . .	387

#### IV. Los recursos hidroeléctricos

Actividades de la Organización Meteorológica Mundial en el desarrollo de la hidrometeorología en América Latina hasta 1961, por la <i>Organización Meteorológica Mundial</i> . . . . .	393
Métodos de evaluación del potencial hidroeléctrico, por la <i>Comisión Económica para Europa (División de Energía)</i> . . . . .	396
Posibilidades de generación de energía hidroeléctrica en la cuenca Lerma-Chapala-Santiago, por la <i>Secretaría de Recursos Hidráulicos (Comisión Lerma-Chapala-Santiago)</i> . . . . .	404
Planeación regional del aprovechamiento integral y armónico de los recursos hidráulicos de México, por <i>Oscar Benassini</i> . . . . .	407
Los recursos energéticos de la cuenta alta del río Pánuco y la industrialización del valle del Mezquital, por <i>Pablo Bistráin</i> . . . . .	412
Evaluación de los recursos hidráulicos superficiales. Procedimientos seguidos por la Secretaría de Recursos Hidráulicos de México, por <i>Eduardo Cravioto Guerrero</i> . . . . .	416
Probable desarrollo de la energía eléctrica de origen hidráulico en la República Mexicana, por <i>Bruno Devecchi</i> . . . . .	418
Recopilación y uso de datos hidrológicos e hidrometeorológicos para el planeamiento y la explotación de un sistema eléctrico, por <i>Corrado V. Schlaepfer</i> . . . . .	424
Recolección y empleo de datos hidrológicos e hidrometeorológicos para la explotación y planeamiento de los sistemas, por el <i>Departamento del Interior de los Estados Unidos (Oficina de Rehabilitación de Tierras)</i> . . . . .	427
Evaluación de los recursos de energía, por <i>Bruce C. Netschert</i> . . . . .	429
Criterio general para seleccionar el tamaño de las centrales generadoras hidroeléctricas en proyectos de aprovechamiento múltiple, por <i>Arnold B. Taylor</i> . . . . .	433
Utilización de los grupos axiales para el equipo de caídas bajas, por <i>H. Amblard</i> . . . . .	437
Aspectos de la definición técnicoeconómica de la capacidad de almacenamiento más conveniente para un sistema de aprovechamientos hidroeléctricos, por <i>José Cruz Morais y Jorge Azevedo Cipriano</i> . . . . .	439

#### V. La energía nucleoelectrica

Nota sobre las actividades del Organismo Internacional de Energía Atómica en el terreno de la energía nucleoelectrica, por el <i>Organismo Internacional de Energía Atómica</i> . . . . .	445
Criterios para la adición de centrales nucleares a sistemas eléctricos, por <i>Carlos Vélez</i> . . . . .	448
Observaciones sobre la energía nuclear en América Latina, por <i>Michael J. Deutch</i> . . . . .	453

## VI. Régimen legal e institucional y aspectos administrativos

Coexistencia de la iniciativa privada con las actividades estatales en los servicios de energía eléctrica, por <i>Miguel Reale</i> . . . . .	457
La coordinación del mejoramiento de la administración y el desarrollo de la técnica en la energía eléctrica, por <i>Merrill J. Collett</i> . . . . .	460
Mejoramiento de la administración en las empresas de energía eléctrica, por <i>Merrill J. Collett</i> . . . . .	462
Papel desempeñado por la investigación de operaciones en el análisis de problemas complejos de administración en una gran empresa eléctrica de servicio público, por <i>William Shelton</i> . . . . .	465

## VII. Aprovechamiento económico de los combustibles

Aprovechamiento racional y económico de los combustibles, por <i>J. Agrest</i> . . . . .	467
Utilización de los gases de escape de las turbinas a gas en la industria, por <i>Eduardo de María y Campos</i> . . . . .	497
Más potencia a menor costo, por <i>H. M. Lowenstein</i> . . . . .	503
Economía de los procesos de combustión, por <i>F. D. Wilson</i> . . . . .	506
Planeamiento, rentabilidad y costos de instalación de plantas termoeléctricas a vapor, por <i>S. Kriese</i> . . . . .	509
Algunos tipos de plantas térmicas eléctricas y su aplicación a las condiciones de América Latina, por <i>J. M. Saunders</i> . . . . .	578



## SÍMBOLOS EMPLEADOS

El signo menos (—) indica déficit o disminución.

Los grupos de más de tres cifras se separan por un espacio (por ejemplo: 1 243 657).

El punto (.) se usa para indicar decimales.

Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.

La raya (—) indica que la cantidad es nula o mínima.

Un espacio en blanco en un cuadro significa que el artículo no es aplicable.

El uso de un guión entre fecha de años (1948-53) indica normalmente un promedio del período completo de años civiles que cubre los años inicial y final.

La diagonal (/) indica un año agrícola o fiscal no coincidente con el año calendario (por ejemplo: 1955/56).

El término "tonelada" se refiere a toneladas métricas, a menos que se indique expresamente otra cosa.

El término "dólares" se refiere al dólar de los Estados Unidos de América, a no ser que se indique expresamente otra cosa.

Las iniciales CEPAL se refieren a la Comisión Económica para América Latina.



# I. ESTADO ACTUAL Y PROYECCIONES

## ESTUDIO DEL DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ASIA Y EL LEJANO ORIENTE

por la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente \*

### Introducción

Entre 1950 y 1958, la industria del abastecimiento público de electricidad en la región de la ECAFE (sin tomar en cuenta a la China continental) ha acusado un aumento de 92 por ciento en capacidad generadora instalada y de 108 por ciento en generación de energía. Aunque estos porcentajes son aparentemente alentadores hay que recordar que operan sobre una pequeña base en el caso de la mayoría de los países. En otras palabras, en cantidades absolutas de desarrollo y utilización de los recursos de energía por los países de la región (excepto el Japón) es extremadamente inadecuado para atender aun las necesidades vitales mínimas.

Dentro de la región existen grandes diferencias. El Japón ha alcanzado un desarrollo de su energía que es comparable con el de los países industrializados de Occidente; pero hay países, como Afganistán, Nepal y Laos, en donde el desarrollo actual es casi insignificante. Hay muchos países en los que el consumo de energía eléctrica por habitante no llega a 10 kWh/año; y en los que se concentran las grandes masas de la población asiática es de 20 a 30 kWh. En el Japón, esa cifra alcanza un valor superior a 700 kWh. Los países de la región reconocen la importancia de desarrollar sus recursos de energía como medio de progreso económico y, por consiguiente, anhelan aumentar las instalaciones de abastecimiento de energía eléctrica; pero diversos obstáculos y dificultades han entrabado un progreso rápido.

Hablando en términos generales, los recursos financieros de estos países para proyectos de desarrollo son muy limitados y, habida consideración de la competencia de demandas de asignaciones financieras por parte de diversos sectores de la economía, cada uno de los cuales, sin duda alguna, tiene importancia propia, los fondos disponibles para energía eléctrica son por lo general inadecuados.

La carencia de conocimiento técnico y una aguda escasez de pericia administrativa y técnica en muchos países de la zona también han influido en retardar el progreso.

### 1. Organización

La participación estatal directa o indirecta en la industria abastecedora de electricidad, es una característica común en todos estos países.

La Afghan Electric Co., responsable en Afganistán de la administración y explotación de todas las centrales de energía dotadas de una capacidad de 500 kWh y más, pertenecen conjuntamente al estado y a ciertos financieros particulares, gozando el primero de las prerrogativas de principal accionista. Además, la ejecución de varios grandes proyectos hidroeléctricos es emprendida directamente por el gobierno con la colaboración de organismos extranjeros. Estos proyectos, una vez construidos y puestos en servicio, son entregados a la Afghan Electric Co. para su explotación y conservación.

Birmania tiene una Junta de Abastecimiento de Electricidad, organismo estatal responsable de la totalidad del desarrollo de la energía en el país. Las instalaciones de abastecimiento de electricidad en Rangún, capital de Birmania, que pertenecían anteriormente a una compañía privada, han pasado a poder de la Junta.

El Departamento de Empresas Eléctricas del Gobierno es responsable en Ceilán de todos los principales planes de desarrollo de energía. Algunas municipalidades y autoridades locales han instalado también pequeñas plantas con motor diesel para suministrar energía dentro de sus respectivos sectores.

Del mismo modo, en China (Taiwán) la única organización responsable del desarrollo de la energía y de su suministro es la Taiwan Power Company, empresa estatal establecida por decreto supremo.

La situación existente en la Federación de Malaya es algo semejante a la del Reino Unido antes de 1947. La Junta Central de Electricidad, establecida por decreto supremo (la totalidad del capital en acciones es propiedad del gobierno) es responsable de todos los proyectos principales de desarrollo de energía. La Junta ejerce también la supervisión y control generales de las diversas compañías particulares que poseen licencias para atender el suministro de energía en diferentes zonas.

Las empresas estatales desempeñan en la India un papel predominante en el desarrollo de la energía, aun-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.04.

que existen numerosas compañías particulares que también trabajan en estrecha cooperación con las empresas estatales. Los estados que constituyen la Unión de la India han creado juntas estaduales de electricidad con la responsabilidad de promover el desarrollo de la energía eléctrica sobre bases sólidas y racionales, con particular interés en la electrificación de los sectores rurales.

Indonesia ha nacionalizado recientemente la industria de abastecimiento de electricidad.

En contraste con varios otros países de la región, la empresa privada tiene un papel preponderante en el abastecimiento de electricidad en el Japón. El país está dividido en nueve regiones, en cada una de las cuales una compañía de fuerza tiene permiso para operar con exclusividad. La participación del gobierno en la industria asume la forma de asociación dentro de la Compañía de Desarrollo de la Energía Eléctrica. Esta compañía, establecida en conjunto por las nueve compañías de electricidad y el gobierno, acomete la ejecución de proyectos hidroeléctricos muy grandes y costosos, los que normalmente están fuera de la capacidad económica de las compañías de electricidad consideradas individualmente. La Compañía de Desarrollo de la Energía Eléctrica no se encarga del suministro de la energía al consumidor final, sino que abastece en bloque a las compañías de electricidad en emplazamientos apropiados en el sistema de redes interconectadas.

La República de Corea tiene tres compañías de fuerza eléctrica: la Compañía Eléctrica de Corea (compañía puramente generadora), la Compañía Eléctrica de Seúl y la Compañía Eléctrica de Corea Meridional (estas dos últimas, empresas de distribución). La primera de las compañías nombradas pertenece en su totalidad al gobierno y la mayoría de las acciones de las otras dos también están en poder de éste.

El gobierno de Pakistán participa en gran medida en las industrias abastecedoras de electricidad, particularmente en vista del gran despliegue de capital necesario para los proyectos hidroeléctricos.

Excepto en lo que respecta a la generación de energía hidroeléctrica y al tendido de líneas troncales hacia los centros de consumo, el gobierno de las Filipinas ha dejado el campo de la industria abastecedora de electricidad enteramente en manos de la empresa privada. En lo que atañe al desarrollo hidroeléctrico, sin embargo, el gobierno ha creado por decreto supremo la Corporación Nacional de Energía, que ha realizado varios proyectos hidroeléctricos y de líneas de transmisión, y entrega el suministro en bloque a las compañías privadas y, en algunos casos, a las municipalidades para su distribución local.

En Tailandia la industria abastecedora de electricidad es casi totalmente de propiedad del estado y está administrada por diversas dependencias del gobierno como la Autoridad Metropolitana de Electricidad, la Autoridad de Electricidad del Yan-hee y la Autoridad Eléctrica Provincial.

Departamentos gubernativos atienden también el suministro de electricidad en Cambodia, Laos y Vietnam.

La industria es asimismo de propiedad del estado en Singapur y Borneo Británico.

Probablemente, el único país de la región en donde el gobierno no participa todavía en el negocio del suministro de electricidad, es Hong Kong. Sin embargo, el gobierno de Hong Kong nombró recientemente una comisión investigadora encargada de elevar un informe sobre los métodos para mejorar el funcionamiento de las dos compañías que operan en la colonia. Esta comisión ha recomendado se cree una Junta de Electricidad para que se haga cargo de las dos compañías.

## 2. *Financiamiento*

Excepto en el caso del Japón, los países de la región dependen en gran medida de los países industrializados para su aprovisionamiento de maquinarias y equipo. Algunos países, como la India y Pakistán, han iniciado en años recientes la manufactura de varios tipos de equipo eléctrico liviano, como motores eléctricos, transformadores, conductores y cables, etc. La India, además, ha creado recientemente una nueva fábrica para la producción de equipo eléctrico pesado, y en su tercer plan quinquenal (1961-66) se prevé la construcción de dos fábricas más de equipo eléctrico pesado. Sin embargo, la región en su conjunto necesitará por espacio de varios años importar sustanciales cantidades de maquinaria y equipo. En esta forma, aparte de la reducida tasa de ahorro nacional, la gran importación de bienes de capital exige el empleo de divisas, que es uno de los recursos que escasea en forma crítica en varios países.

La incertidumbre en cuanto a contar con recursos financieros adecuados, en particular divisas, impidió a la mayoría de los países de la región abordar una planificación a largo plazo de los recursos de energía, lo que es de máxima importancia para un desenvolvimiento racional. Como resultado de ello, varios países recurrieron a pequeños proyectos, a veces faltos de coordinación, como medidas a corto plazo para responder a las demandas de energía esenciales e inevitables.

India es un buen ejemplo de cómo la escasez de recursos financieros restringe el tamaño de los programas de desarrollo de la energía, que a su vez tiene repercusiones sobre el desarrollo económico del país.

Varios países de la región han experimentado dificultades, derivadas de la falta de recursos financieros adecuados, aunque ellas han sido parcialmente mitigadas por la ayuda de parte de los países de occidente y de los organismos internacionales. El Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento ha hecho un aporte sustancial a la reconstrucción de posguerra en la región de la ECAFE. Hasta marzo de 1960, el Banco había concedido a los países de la ECAFE un total de 1 508.3 millones de dólares, de cuya cifra una suma de 446.1 millones se destina a proyectos de desarrollo de energía. Los proyectos de energía de la región que han recibido o reciben ayuda del Banco suponen una capacidad generadora total de 2 552 500 kW juntamente con redes de transmisión y distribución en algunos ca-

Los países beneficiados son, en este orden, Japón, India, Tailandia, Pakistán, Malaya, Ceilán y Filipinas. Los dos primeros, abarcan más de la mitad del total.

También, de acuerdo con el Programa de Cooperación Técnica del Plan Colombo, en el cual veinte de los veinticuatro países que pertenecen a la ECAFE participan como miembros, los proyectos de energía han recibido ayuda sustancial. A diferencia de otras organizaciones internacionales, el Plan Colombo no cuenta con una autoridad administrativa central ni con una gran secretaría. La ayuda económica prestada bajo los auspicios del Plan es negociada bilateralmente entre los países interesados, no cabiendo responsabilidad a la Secretaría o Consejo del Plan Colombo por las negociaciones de los detalles del programa de asistencia.

El valor aproximado de la ayuda canadiense para proyectos eléctricos a India y Pakistán ascendió a 27 millones de dólares más 48 millones de rupias. Australia facilitó ayuda a Tailandia por 90 000 libras esterlinas.

De acuerdo con su programa de ayuda en gran escala de la Administración de Cooperación Internacional, Estados Unidos ha contribuido con el mayor de los aportes para los países de la ECAFE en forma de equipo de capital, ayuda técnica y facilidades de adiestramiento. Este programa naturalmente abarca todos los campos de la actividad económica, pero a los proyectos de energía les ha correspondido una parte sustancial del total.

Aparte de la ayuda gubernativa directa a través de la ACI, el Banco de Exportaciones e Importaciones de los Estados Unidos ha otorgado también empréstitos a varios países para proyectos de energía.

Japón ha ofrecido ayuda financiera a algunos de los países de la ECAFE en forma de empréstitos en yens. También, de acuerdo con el plan de pago de reparaciones de guerra, ha construido un proyecto hidroeléctrico, juntamente con las correspondientes líneas de transmisión, en Birmania. Se tiene entendido que se está negociando la utilización de estos fondos en un proyecto múltiple en las Filipinas.

La Unión Soviética también ha brindado ayuda financiera a algunos de los países de la región para la construcción de estos proyectos.

Indudablemente que la ayuda financiera extranjera ha servido mucho para promover el desarrollo de la energía eléctrica en la región de la ECAFE; sin embargo, esto constituye sólo una fracción de las necesidades de divisas extranjeras de la región. Además, subsiste el problema de encontrar recursos para proveer el capital local necesario. Lógicamente, éste debe proceder de las economías internas y de la inversión de los fondos de reserva para depreciación, etc. En ciertos casos, en donde la ayuda extranjera se recibe en calidad de donación, también se ha utilizado la parte de fondos locales que constituyen su contrapartida.

No se cuenta con informaciones precisas sobre las inversiones hechas por los países de la ECAFE en proyectos de energía eléctrica; pero un cómputo aproximado de acuerdo con los datos disponibles muestra la

situación en algunos países que se presenta en el cuadro siguiente:

País	Gasto medio anual en los últimos años en proyectos de abastecimiento público de electricidad en miles de dólares
Borneo Septentrional . . . . .	479
Brunei . . . . .	225
Ceilán. . . . .	6 765
Corea (República de) . . . . .	26 578
China (Taiwán) . . . . .	27 550
Hong Kong . . . . .	2 211
India . . . . .	255 000
Japón. . . . .	884 000
Sarawak. . . . .	315
Singapur. . . . .	5 833

Suponiendo que las cifras del cuadro anterior puedan ser utilizadas para evaluar el gasto de capital representativo por kW de capacidad instalada en la región de la ECAFE, se puede estimar a *grosso modo* que el gasto total de capital en todos los proyectos de energía para uso público en la región de la ECAFE, entre 1951 y 1958, fue aproximadamente de 7 000 millones de dólares.

### 3. Personal técnico

El financiamiento es sólo uno de los varios obstáculos que deben superar los países de la región. Existe en la mayoría de los países (excluyendo al Japón) una aguda escasez de capacidad administrativa y técnica sin la cual no es posible progreso alguno, aun cuando se cuente con recursos financieros en medida adecuada.

De acuerdo con los programas de asistencia técnica de las Naciones Unidas y del Plan Colombo se puso a la disposición de los países de la ECAFE los servicios de expertos en todos los renglones pertinentes al desarrollo de la energía eléctrica y al abastecimiento de energía; por ejemplo, estudios hidrológicos y evaluación del potencial hidroeléctrico, investigaciones previas, planificación y planeamiento, explotación y conservación de instalaciones abastecedoras de energía, etc. El gran número de becas concedidas a los nacionales de los países de la ECAFE permitió a dichas personas adquirir conocimientos de primera mano y observar con espíritu crítico el funcionamiento de las instalaciones abastecedoras de energía en los países desarrollados.

En la medida que sus recursos son capaces de permitirlo, la ECAFE contribuye también a la asistencia técnica que se presta a los países que la integran. En virtud de los estrechos contactos de la Comisión, no solamente con los países asociados sino también con los países no asociados, la secretaría de la Comisión puede transmitir y difundir útiles informaciones técnicas a los países asociados. La Comisión identifica los problemas especiales de los países de la ECAFE y procura organizar programas regionales de ayuda en donde sea

posible, en colaboración con la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica (DOAT), etc. Dentro de sus limitados recursos de personal, la secretaría de la Comisión estudia los problemas que le someten los países asociados y proporciona asesoramiento técnico.

En 1956, la ECAFE en colaboración con la DOAT, organizó una gira de estudio durante la cual un grupo de expertos en energía eléctrica, designados por los diversos países asociados, visitó centrales de energía eléctrica e industrias de manufacturas eléctricas en Europa, la Unión Soviética y Estados Unidos. El grupo hizo observaciones en centrales de energía hidroeléctrica, centrales de energía termoeléctrica y redes de transmisión y distribución y elevó un amplio informe que contiene útiles recomendaciones respecto a los métodos y prácticas que la ECAFE podría adoptar. Anteriormente, en 1953, un grupo de ingenieros de la región visitó Australia para estudiar métodos de extracción y utilización de la lignita.

#### 4. Planeamiento y coordinación

En conjunto, se puede dejar sentado que el concepto de planeamiento anticipado para un desarrollo coordinado de la energía ha sido aceptado por muchos de los países de la ECAFE. Sin embargo, el planeamiento es un proceso largo y detallado que requiere una considerable cantidad de datos básicos. En los países insuficientemente desarrollados, la tarea del planeamiento es muy difícil, en parte a causa de la carencia de pericia técnica y administrativa y en parte en razón de que no se dispone habitualmente de los datos básicos requeridos, y de que aquellos datos que pueden ser obtenidos son a menudo fragmentarios y poco fidedignos. En muchos países de la región casi no existían estadísticas respecto a la generación, transmisión y distribución del abastecimiento de electricidad hace unos diez años atrás; en realidad, no se ha hecho esfuerzo alguno por recoger y recopilar tal información. Una de las primeras tareas de que se ocupó la secretaría de la ECAFE fue la de invitar a los países asociados a tomar nota de la importancia de mantener estadísticas continuas sobre el abastecimiento público de electricidad. Durante los últimos años, la mayoría de los países de la ECAFE han comenzado a recoger sistemáticamente diversos datos estadísticos esenciales sobre el abastecimiento de electricidad, los que son publicados anualmente por la secretaría de la ECAFE en el Boletín de Energía Eléctrica. Aun ahora, algunos de los países no están en situación de recoger y recopilar informaciones sobre todos los aspectos de la industria abastecedora de electricidad; sin embargo, se confía en que la situación mejorará.

La mayoría de los países de la ECAFE han intentado elaborar programas de desarrollo de la energía a un plazo razonablemente largo. Dentro de las limitaciones que impone la práctica, se han emprendido estudios de los recursos naturales con que se cuenta para el desarrollo de la energía. Se hacen intentos por investigar y pronosticar las demandas futuras de energía y elaborar

anticipadamente un programa general coordinado de desarrollo de la energía; y en seguida se tratará de asegurar los recursos necesarios para la ejecución del programa.

#### 5. Electrificación rural

Como la mayoría de la población reside en sectores rurales, es lógico que la electrificación rural sea de mucho interés para los países de la ECAFE. Este asunto, que ha planteado muchos problemas financieros difíciles aun en los países económicamente adelantados, es de gran importancia para los países de la región, y su electrificación será incompleta si no progresan las instalaciones abastecedoras de electricidad en las zonas rurales.

Los problemas de la electrificación rural en esta región difieren en varios aspectos de los que existen en Europa y Norteamérica. En términos generales, la población rural de los países de la ECAFE no reside en grandes fincas de propiedad individual sino en aldeas compactas y firmemente cohesionadas. Aparte de la circunstancia de que las aldeas son pocas y distanciadas entre sí —lo que eleva algo el costo de hacer llegar a ellas el suministro eléctrico—, el poder de compra de los aldeanos es tan bajo que a menudo no están en situación de utilizar la electricidad ni tan siquiera cuando se les ofrece el abastecimiento a precios equiparables al de las zonas urbanas. En otras palabras, en las condiciones económicas actuales de las zonas rurales, el aldeano no puede darse el lujo de pagar por las comodidades y amenidades del abastecimiento de electricidad, como el alumbrado, ventiladores, calefacción, radio, refrigeradores, etc. Por otra parte, necesita la electricidad para aumentar su capacidad productiva y consecuentemente mejorar su situación económica. Los diversos fines productivos para los cuales se emplea la electricidad en muchos países de la región, son: elevación de agua desde los pozos, para su uso en regadío, tratamiento de productos agrícolas (trilla del arroz, molienda de trigo, extracción de aceite, desmotado de algodón), telares accionados con motor, industrias pequeñas y caseras maestranzas de aldea, etc.

#### 6. Problemas y progreso de algunos de los países de la región

Los párrafos siguientes contienen un estudio somero de los aspectos salientes de los problemas y progresos del desarrollo de la energía eléctrica en algunos de los países de la región.

##### a) China (Taiwán)

La actual Compañía de Energía de Taiwán, responsable del desarrollo de la energía eléctrica en toda la isla, fue creada por el gobierno, en noviembre de 1945, para que se hiciese cargo de las instalaciones de energía eléctrica que pertenecían a la empresa anterior de propiedad japonesa. Casi la totalidad del capital suscrito de la nueva compañía es de propiedad del gobierno,

quedando sólo una pequeña porción en manos de personas particulares que anteriormente eran accionistas de la empresa japonesa. Aunque la Compañía funciona igual que cualquier otra compañía particular dentro de las disposiciones de la ley china, el gobierno, en virtud de su calidad de mayor accionista, se asegura de que la política y programas de la compañía sirvan al interés nacional.

La red de abastecimiento de electricidad en Taiwán tenía una capacidad instalada de 321 135 kW bajo la administración japonesa, pero hacia el término de la segunda guerra mundial la red había sufrido grandes daños y no era capaz de atender una demanda máxima de más allá de 33 000 kW. La primera tentativa de la Compañía de Energía de Taiwán después de responsabilizarse del suministro de energía eléctrica fue, por consiguiente, lanzar un programa de rehabilitación y reconstrucción. El programa de reconstrucción fue planeado para un período de cuatro años entre 1946 y 1949. De allí en adelante, la Compañía acometió nuevas empresas de desarrollo de la energía con el objeto de responder a la creciente demanda de energía eléctrica. Hacia el término de 1952, la capacidad generadora instalada de la red de energía eléctrica fue elevada a 332 000 kW. Al año siguiente, la Compañía inició su primer Programa Quinquenal de Desarrollo (1953-57), que tenía por meta agregar 296 550 kW (170 550 kW hidroeléctricos y 126 000 kW termoeléctricos). El segundo programa de desarrollo de la energía eléctrica (1957-60) preverá un cuarto agregado a la capacidad instalada de la red de energía eléctrica, de 292 800 kW (92 800 kW de origen hidroeléctrico y 200 000 termoeléctrico). Al llegar a su término el programa actual de construcción, se prevé que la capacidad del sistema de energía eléctrica alcanzará a 922 631 kW (539 965 kW hidroeléctricos y 382 666 termoeléctricos).

El potencial de energía hidroeléctrica de Taiwán es, según informes, muy sustancial. Cerca de un 60 por ciento de la superficie de la isla es montañoso; una cordillera central la atraviesa de norte a sur con varias cumbres de 3 000 metros de altura o más. La precipitación anual de la isla es de 2 500 mm, aunque en ciertas zonas llega a los 5 000 mm. Un estudio detallado del potencial teórico de energía de los 65 principales ríos de la isla muestra que estos ríos poseen un potencial de energía eléctrica total de aproximadamente 12 millones de kW. Sin embargo, sólo 17 de estos ríos son considerados como de relativamente mayor importancia. Su potencial de energía por sobre una elevación de 200 metros está calculado en 8.8 millones de kW. Estas cifras indican claramente la magnitud del posible desarrollo de la energía hidroeléctrica en la isla.

En diciembre de 1958, la Compañía de Energía de Taiwán contaba con alrededor de 400 000 kW de centrales hidroeléctricas de energía en servicio y tenía en construcción varios proyectos hidroeléctricos. Junto con el desarrollo de la energía hidroeléctrica, la Compañía ha construido también varias centrales termoeléctricas de energía. En sus etapas iniciales, la finalidad de estas plantas térmicas consiste principalmen-

te en compensar las variaciones estacionales en el rendimiento de las plantas hidroeléctricas. Sin embargo, en los años recientes, se estimó necesario construir centrales térmicas no solamente para complementar el rendimiento de las centrales hidráulicas, sino para atender también la carga de base. La demanda ejercida sobre el sistema de energía eléctrica ha crecido con mucha rapidez en los últimos años. Los proyectos de energía hidroeléctrica que entrañen amplias obras de ingeniería civil demoran mucho en construirse. En esta circunstancia, el medio más rápido y practicable de responder a la creciente demanda es instalar una adecuada capacidad generadora térmica. Un rasgo característico del reciente programa de desarrollo de la energía eléctrica en la isla de Taiwán es que se ha instalado capacidad térmica generadora adicional en la forma de grandes unidades que funcionan bajo elevada presión y temperatura para garantizar alta eficiencia térmica.

La Compañía de Energía de Taiwán ha construido también una red integrada de transmisión, interconectando la totalidad de las centrales de energía hidroeléctricas y termoeléctricas. La línea principal de transmisión en la mitad occidental opera a 154 kV, en tanto que la mitad oriental tiene una red de transmisión de 66 kV. Las dos regiones están interconectadas a 66 kV.

Se ha logrado considerable éxito en Taiwán en el asunto de la electrificación rural. La Comisión Conjunta de Rehabilitación Rural, que es un organismo sinoamericano, fue creada en 1954 con la finalidad explícita de mejorar las condiciones de la vida rural en la isla. En colaboración con esta Comisión y con la ayuda gubernativa, la Compañía de Energía de Taiwán ha hecho llegar su red interconectada a más de 700 aldeas durante los últimos seis años. Se calcula que un setenta por ciento de las aldeas de Taiwán disfrutan de abastecimiento de electricidad en la actualidad. Las finanzas requeridas para la electrificación rural proceden de varias fuentes:

Aportes del gobierno central, 22.5 por ciento; Compañía de Energía de Formosa, 30 por ciento; gobierno local, 25 por ciento; Comisión Conjunta de Rehabilitación Rural, 7.5 por ciento; préstamos avanzados por la Comisión Conjunta de Rehabilitación Rural, 15 por ciento.

Los análisis de las ventas de energía demuestran que cerca de un ochenta por ciento del consumo de electricidad corresponde a varias industrias, lo cual indica que la energía eléctrica se utiliza en conjunto para fines productivos. En lo que respecta al consumo por habitante, China (Taiwán) es superada solamente por Japón y Singapur en esta región.

#### b) *Federación de Malaya*

De acuerdo con la Ordenanza de Electricidad de 1949 (Nº 30), la Federación de Malaya dispuso la creación de una corporación que se denominaría Junta Central de Electricidad, organismo que ha asumido el control de todas las instalaciones eléctricas que anterior-

mente pertenecían al gobierno federal. Entre las funciones de la Junta Central de Electricidad se cuentan:

i) administración y operación de las instalaciones eléctricas transferidas a la Junta de acuerdo con la Ordenanza y cualesquiera otras instalaciones que la Junta pudiese adquirir;

ii) creación, administración y operación de aquellas instalaciones eléctricas que la Junta estime conveniente;

iii) promoción y fomento de la generación de energía con vistas al desenvolvimiento económico de la Federación;

iv) garantizar el abastecimiento de energía a precios razonables;

v) implantación de reglamentos de acuerdo con las disposiciones de la Ordenanza respecto a la generación, transmisión, distribución y empleo de la energía eléctrica;

vi) asesorar al gobierno federal respecto a todas las materias relacionadas con la generación, transmisión, distribución y empleo de la energía eléctrica.

La Junta está autorizada para solicitar de tiempo en tiempo préstamos en dinero, con la aprobación del gobierno federal, mediante emisión de *debentures* o reunir capital mediante emisión de acciones. En la actualidad, el gobierno federal es el tenedor de la totalidad de las acciones emitidas por la Junta y, además, la Junta ha pedido dinero en préstamo al gobierno, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y otros organismos para financiar sus proyectos.

Las responsabilidades de la Junta son mucho más extensas que aquellas de las Juntas de Electricidad en otros países de la región, como India. Además de ser responsable del suministro de energía eléctrica, la Junta también está facultada para otorgar licencias a personas o firmas para la explotación de instalaciones eléctricas, para el suministro de energía eléctrica para fines particulares o públicos y para ejercer el control y dirección de las licencias de acuerdo con las disposiciones de la Ordenanza.

En 1958-59, la Junta distribuyó 56 por ciento del total de ventas de energía en la Federación correspondiendo el saldo a la municipalidad de Penang y a la iniciativa privada. Existen alrededor de 324 centrales de abastecimiento público de electricidad (centrales generadoras así como subestaciones de suministro de energía en bloque), lo cual indica que el país cuenta con un desarrollo bastante extenso del abastecimiento de electricidad. La generación por habitante de 144 kWh es comparativamente alta entre los países de la región.

### c) India

En la India, antes de 1930, el gobierno central y los gobiernos provinciales se habían interesado poco por el desarrollo de la energía eléctrica. Algunas compañías particulares explotaban centrales de energía termoeléctrica de mediana y pequeña capacidad, situadas principalmente en los centros urbanos. Las pocas industrias que existían habían instalado centrales eléctricas para

su propio uso. En los años siguientes, principalmente con vistas al aprovechamiento de los recursos de energía hidroeléctrica (que se consideró que estaban fuera del alcance de los recursos financieros de la iniciativa privada) y a promover la electrificación rural, algunos de los gobiernos provinciales —Madrás, Provincias Unidas, Punjab, etc.— crearon departamentos de electricidad e ingresaron a la actividad del suministro público de electricidad. Durante los primeros años, las actividades de los gobiernos provinciales se limitaron al desarrollo de los recursos hidroeléctricos solamente, dejando el rubro de la energía térmica en manos de organismos privados.

Sólo después de la segunda guerra mundial se hicieron esfuerzos sistemáticos y concertados por parte de los gobiernos provinciales (ahora estatales) para activar el desarrollo de la energía eléctrica en todo el país. Casi todos los gobiernos estatales crearon departamentos de electricidad que se encargaron de la ejecución de grandes proyectos, tanto hidráulicos como térmicos, y se empeñaron en hacer llegar el suministro a las zonas rurales en la mayor medida que fuese factible. Las compañías privadas que habían obtenido licencias para explotar el suministro público de electricidad continuaron funcionando en los territorios que les habían correspondido por sus respectivas licencias; los departamentos gubernativos se preocuparon solamente de las demás zonas. En las zonas en que los gobiernos estatales habían aprovechado emplazamientos para energía hidroeléctrica barata, los tenedores de las licencias compraban la energía en bloque al gobierno para distribuirla en las zonas que de acuerdo con sus licencias les correspondían.

Habida consideración de la necesidad imperativa de desenvolver rápidamente los recursos de energía del país y también de la importancia de una amplia electrificación rural como medio de tonificar la economía rural, el gobierno central abordó un estudio serio de los problemas de la organización de la industria abastecedora de electricidad. Se estimó que el estado no podía dejar la industria totalmente en manos de la iniciativa privada. No obstante, la administración de la actividad abastecedora de electricidad directamente a través de un departamento gubernativo adolece de varios inconvenientes. Los códigos de administración y contabilidad del gobierno no son totalmente apropiados para una empresa comercial. Las demoras en la tramitación y los procedimientos burocráticos engorrosos habitualmente asociados con los departamentos gubernativos deberían ser evitados a fin de garantizar la eficiencia y economía en una empresa comercial. Sobre la base de estas condiciones promulgó el gobierno central la Ley de Electricidad de 1948, que disponía la creación de juntas estatales de electricidad y de una Autoridad Central de Electricidad.

La creación de juntas estatales de electricidad tiene por objeto garantizar que, aunque el control general de la política y dirección quede en manos del gobierno, las juntas sean autónomas en materia de rutina y de trabajo diario. El presidente y miembros de las



juntas son designados por períodos especificados por los gobiernos estatales. Las principales obligaciones de las juntas estatales de electricidad consisten en racionalizar la producción y suministro de electricidad en sus respectivas zonas y, con miras a este propósito, planear y ejecutar un programa técnico y económicamente sólido de proyectos de energía que abarquen centrales generadoras hidro y termoeléctricas, redes de transmisión y líneas de distribución. Las juntas están facultadas para regular y controlar el programa de desarrollo de los tenedores existentes de licencias en beneficio del interés público. Las fuentes de financiamiento requeridas por las juntas comprenden: a) préstamos y subvenciones por parte del gobierno estatal; y b) empréstitos públicos con aprobación previa de los gobiernos estatales. Aun cuando los gobiernos no ejercen control diario sobre los gastos y otras actividades de las juntas, éstas últimas tienen obligación de elevar una memoria anual que luego es presentada a la legislatura estatal para su debate. Los presupuestos de las juntas de electricidad no están sujetos a votación por parte de la legislatura, pero naturalmente las juntas toman nota de los comentarios de la legislatura sobre la memoria.

De acuerdo con la Ley de Electricidad de 1948, el gobierno central ha constituido también una Autoridad Central de Electricidad, cuyas funciones son, en términos generales, las siguientes:

i) establecer una política nacional de energía sana, adecuada y uniforme, y particularmente coordinar las actividades de los organismos de planeamiento en relación al control y utilización de los recursos nacionales de energía;

ii) actuar como árbitro en conflictos que surgen entre los gobiernos estatales o las juntas estatales de electricidad y un tenedor de licencia u otra persona;

iii) llevar a cabo investigaciones y recoger y registrar datos relativos a la generación, distribución y utilización de la energía y al desarrollo de los recursos energéticos; y

iv) dar periódicamente a la publicidad informaciones obtenidas de acuerdo con esta ley y disponer la publicación de informes e investigaciones.

Las juntas estatales de electricidad tienen la obligación de elevar a la consideración de la Autoridad todos los proyectos cuyo costo suba de 10 millones de rupias para su aprobación. La Autoridad estudia los proyectos desde el punto de vista de un programa coordinado y planeado de desarrollo y utilización de los recursos naturales del país antes de acordar su aprobación.

Además de las juntas estatales de electricidad, la Corporación del Valle de Damodar, organismo creado para desarrollar los recursos del valle del río Damodar que corre a través de los estados de Bihar y Bengala Occidental, participa también en la actividad de la generación y suministro de electricidad. Esta Corporación, creada por ley del Parlamento, está autorizada para construir centrales de energía hidroeléctrica y ter-

moeléctrica dentro del valle del río Damodar y vender energía a voltajes de 33 kW y más. La Corporación no se encarga de la distribución al por menor sino que está principalmente interesada en la creación de centrales generadoras y en la construcción de líneas de transmisión hacia los centros de consumo.

La India no ha nacionalizado la industria abastecedora de electricidad como tal; no obstante, mediante la creación de la Autoridad Central de Electricidad y las juntas estatales de electricidad, el estado desempeña un papel preponderante. En los momentos actuales, el estado tiene una cuota de 63 por ciento de la generación en el sector de las empresas de utilidad pública. Aunque las empresas pertenecientes a compañías de propiedad particular tienen una cuota de solamente 37 por ciento de la generación, muchos de los tenedores de licencias adquieren energía en bloque de las juntas de electricidad para su distribución al consumidor último. La cuota de las empresas privadas en la distribución de energía eléctrica puede fácilmente superar el 50 por ciento.

En esta forma la presente organización en la India es de asociación entre el estado y la iniciativa privada, asumiendo el primero progresivamente la condición de principal accionista. Las juntas estatales de electricidad y la Corporación del Valle de Damodar son responsables del desarrollo cabal y racional de los recursos naturales para la generación de energía. La Autoridad Central de Energía intenta coordinar las actividades de las juntas estatales en pro del interés nacional en general.

Los sucesivos planes quinquenales forman la base de todo el desarrollo económico en la India. Estos planes acordaron una elevada prioridad a los proyectos de energía, los cuales recibieron una asignación de alrededor de un diez por ciento del presupuesto total. No obstante, juzgando la situación desde el punto de vista de los requisitos reales, los fondos consultados eran inadecuados. La demanda de energía que se preveía no podía ser plenamente satisfecha sobre la base de los fondos limitados con que se contaba.

El primer plan, que abarcaba el período 1951-56, consultaba un gasto total de 2 400 millones de rupias en proyectos de energía. Frente al objetivo previsto de 1.3 millones de kW, se produjo un déficit de 200 000 kW en el total de la capacidad generadora adicional. Esta deficiencia, sin embargo, no fue considerada de mucha gravedad, debido a que varios proyectos se encontraban en una etapa avanzada de ejecución al término del período del plan.

Pero el segundo plan progresó en forma muy irregular. Se había consultado un gasto de sólo 4 270 millones de rupias (contra una necesidad calculada en 6 000 millones), de cuya suma unos 1 500 millones de rupias representarían gastos en moneda extranjera. Inicialmente, la crisis de Suez produjo algunos retrasos en la recepción de maquinarias y equipo, así como cierto aumento en los precios. Además, la situación extremadamente difícil de las divisas extranjeras que entró en juego desde comienzos de 1957 exigía una reconsi-

deración, particularmente de aquellos proyectos que entrañaban gran gasto de divisas extranjeras. El gobierno se vio obligado a implantar severas restricciones en el gasto de divisas extranjeras en todos los proyectos de energía, excepto aquellos relacionados con la producción de acero y carbón y con el transporte. En todos aquellos casos en que fue posible se hizo esfuerzos por concertar acuerdos de ayuda extranjera para determinados proyectos, pero a pesar de todos los esfuerzos por obtener una mayor cantidad de divisas extranjeras, fue necesario retardar el desarrollo de varios proyectos de energía en el Segundo Plan.

Frente al objetivo de 3.4 millones de kW de capacidad generadora adicional para el Segundo Plan, existen actualmente indicios de que la capacidad neta que será puesta en servicio hacia fines de marzo de 1961, fecha en que quedará terminado el plan, no será superior a 2.4 millones de kW. Es innecesario señalar que este sustancial descenso con respecto al objetivo anteriormente fijado aumentaría la brecha entre la demanda y la oferta de electricidad.

El Tercer Plan Quinquenal que comienza en abril de 1961 contempla un gasto total de 102 000 millones de rupias de cuya suma corresponderían 9 250 millones a los proyectos de energía. En términos de capacidad instalada, la suma prevista representa 6 millones de kW, lo cual eleva a 11.8 millones de kW la capacidad instalada total hacia marzo de 1966. El programa de desarrollo de la energía en el Tercer Plan comprende la construcción de una central accionada a energía nuclear, con una capacidad de alrededor de 300 MW.

El potencial de energía hidroeléctrica de la India es calculado provisionalmente en 40 millones de kW con un factor de carga de 40 por ciento. Es posible que estudios e investigaciones concretas den un potencial mayor. Al presente, la capacidad generadora instalada total de todas las centrales hidroeléctricas apenas si ha alcanzado a 1.5 millones de kW.

Las reservas carboníferas comprobadas de la India son calculadas ahora en más de 1 600 millones de toneladas. Aparte de la circunstancia de que la mayoría de las reservas están ubicadas en las regiones oriental y central del país, un gran porcentaje de las reservas es de baja calidad. Exploraciones petrolíferas recientes indican la posibilidad de descubrir reservas petroleras sustanciales.

India intenta atenerse a un programa de desarrollo integrado de los recursos hidráulicos y térmicos con vistas a garantizar un suministro adecuado de energía a tarifas económicas para el consumidor. Salvo otras consideraciones dignas de ser tenidas en cuenta, se prefieren las grandes unidades generadoras para aprovechar la economía de tamaño. Para las centrales de energía termoeléctrica, se especifican las temperaturas y presiones de vapor más elevadas posible, con el objeto de obtener el máximo de economía de combustible. Como política general, se exige a las centrales de energía termoeléctrica que empleen carbones de baja calidad que tengan un contenido de ceniza de treinta y cinco por ciento o más. Esto tiene por objeto reservar

los combustibles de mejor calidad para fines metalúrgicos y químicos. Será antieconómico transportar a grandes distancias carbones con gran porcentaje de contenido de ceniza; y por consiguiente las grandes centrales de energía termoeléctrica están ubicadas en la vecindad de las minas de carbón.

Sobre la base de las últimas experiencias, ciertos coeficientes de costo han sido elaborados para orientación general en el planeamiento futuro. (Véase el cuadro 1.)

**Cuadro 1**

INDIA: COSTOS MEDIOS DE CAPITAL PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE INSTALACIONES DE ENERGÍA

Tipo de instalación	Costo aproximado por kW de capacidad instalada		
	Proporción de divisas extranjeras (por ciento)	Límites de variación (rupias)	Promedio representativo (rupias)
Centrales hidroeléctricas	15	500-1 700	1 100
Centrales a vapor . . .	64	800-1 000	900
Centrales a motor diesel	50	570-1 200	800
Redes de transmisión .	25	320- 450	380
Redes de distribución .	2	450- 550	500

Es difícil calcular cifras representativas para el costo real de generación porque depende de varios factores, como la naturaleza y modalidad de la demanda de carga. Sin embargo, se cree que el costo de la generación en proyectos hidroeléctricos es del orden de los 1.2 a 1.8 nP por kWh (equivalente a 0.265 a 0.38 dólares).

En lo que respecta a las centrales termoeléctricas, la eficiencia térmica media de todas las centrales de energía del país era de solamente 19.5 por ciento en 1958, pero las instalaciones más recientes han registrado una eficiencia mucho más alta, siendo de 31.62 por ciento el máximo de eficiencia térmica logrado. En el caso de una gran central a vapor ubicada en la región carbonífera que funciona con un factor de planta de 75 por ciento, el costo aproximado de generación sería del orden de los 2.5 nP por kWh (equivalente a 0.525 centavos de dólar).

#### d) Japón

La iniciativa privada posee y explota casi en su totalidad, ya que no en forma exclusiva, la industria abastecedora de electricidad en Japón, quedando el papel del gobierno reducido mayormente a una labor de coordinación y orientación generales. Gracias al grado de desarrollo industrial y tecnológico alcanzado se cuenta en general con adecuada capacidad técnica y administrativa y el país depende menos de la ayuda foránea que muchos otros de la región.

Las actividades de las diversas compañías abastecedoras de electricidad son supervisadas y controladas por el Ministerio de Comercio Internacional e Indus-

Cuadro 2

JAPÓN: PRONÓSTICO A LARGO PLAZO DEL  
DESARROLLO DE LA ENERGÍA.

Detalles	Año fis- cal 1956 (real)	Año fis- cal 1962 (calcu- lado)	Año fis- cal 1975 (calcu- lado)
Requisitos:			
Energía (millones de kWh) . . . . .	62 022	102 900	191 000
Demanda (MW) . . . . .	10 365	17 900	33 000
Capacidad de suministro a pro- porcionar:			
Hidráulica (MW) . . . . .	8 714	13 000	22 880
Térmica (carbón y petróleo) . . . . .	4 367	9 850	18 020
Total. . . . .	13 081	22 850	40 900
Necesidades de combustible en términos de carbón (1 000 to- neladas) . . . . .	9 966	23 000	45 300

tria de acuerdo con las disposiciones contenidas en la "Ley Relativa a Medidas Temporales para la Electricidad".

El plan de desarrollo quinquenal del Japón (1958-62) dispone un gasto anual de más de 300 000 millones de yens en desarrollo de la energía. Los requisitos de energía a largo plazo previstos en el plan están indicados en el cuadro 2.

Hasta hace poco, las centrales hidroeléctricas constituían las fuentes principales de suministro de energía en el Japón, y las centrales termoeléctricas servían mayormente como estaciones para el suministro de energía a las horas de punta. Merced a la explotación de los emplazamientos hidroeléctricos más económicos, la mayoría de los cuales son del tipo de pasada, la modalidad futura del desarrollo de la energía está cambiando gradualmente. Se están instalando plantas termoeléctricas de mayor capacidad y en mayor número, para que tomen la base de la curva de carga mientras las centrales hidráulicas toman la punta. Como se indica en el cuadro 1, aunque la capacidad hidroeléctrica está también experimentando un aumento sustancial, la tasa de aumento de las centrales termoeléctricas es mucho más elevada que la de las centrales hidroeléctricas.

El gran aumento de las centrales termoeléctricas exige el suministro de mayor cantidad de combustible. No es de esperar que la producción interna de carbón baste para atender el total de la demanda. El Comité de Energía del Consejo de Deliberación Económica, que preparó el plan económico 1958-62, ha calculado que el combustible ha de ser importado para atender un 33 y un 48 por ciento de los requisitos de energía del país en 1962 y 1975 respectivamente.

### e) Pakistán

La Autoridad Central de Ingeniería coordina los programas de desarrollo en cuanto a regadío y energía. El

primer plan quinquenal (1955-60) previó un gasto total de alrededor de 1 100 millones de rupias para todos los proyectos de energía, considerando que con ello aumentaría la capacidad generadora instalada de 278 MW a 849 MW, o en 571 MW, juntamente con las redes de transmisión y distribución que sean necesarias.

Al igual que en muchos otros países de esta región, el gobierno de Pakistán está participando progresivamente en la industria abastecedora de electricidad. La Corporación de Suministro Eléctrico de Karachi fue creada en 1913 como compañía de capital mixto. El rápido crecimiento de la ciudad de Karachi después de que se convirtió en la capital federal de Pakistán (posteriormente la capital fue desplazada a Rawalpindi) introdujo un aumento muy grande en la demanda de energía eléctrica y, por estimarse que los recursos de la Corporación de Suministro Eléctrico de Karachi eran inadecuados para atender la creciente demanda, el gobierno adquirió la mayoría de las acciones de la compañía (17.5 millones de rupias) y en esta forma tuvo acceso al control de su administración. La administración de la Corporación está sometida actualmente a un régimen semifiscal, en el cual el Director-Gerente (quien es también el Presidente del Directorio de la Corporación) es nombrado por el gobierno central.

En los años siguientes a la intervención del gobierno en los asuntos de la Corporación, se ha registrado considerable progreso en la generación y venta de energía, en el número de consumidores conectados a la red y en los ingresos logrados. Se señala también que el costo de explotación, que era de 89.7 y 93 por ciento del ingreso bruto de la empresa en 1951 y 1952 respectivamente, fue rebajado a 69 por ciento en 1954. Esta cifra aumentó a 73 por ciento en 1957, atribuyéndose el aumento al alza en el costo del combustible importado por efecto de la devaluación de la rupia pakistana.

Aparte de los recursos internos como el fondo de depreciación, el financiamiento requerido para la ampliación de la red de energía eléctrica de Karachi se obtuvo de las siguientes fuentes externas:

1) Empréstito con *debentures* por 3 573 000 rupias al 4 por ciento anual.

2) Empréstito por 1.4 millones de rupias por parte de la Corporación de Financiamiento Industrial de Pakistán.

3) Primer empréstito del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento por 65 millones de rupias, cuya finalidad primordial es instalar una central eléctrica a vapor de 30 MW.

4) Segundo empréstito del Banco por 66.5 millones de rupias para instalar una central eléctrica a vapor de 60 MW.

El descubrimiento de gas natural en Sui Baluchistán, en 1952, fue un acontecimiento de considerable significación para el desarrollo económico de Pakistán. Las reservas calculadas de este gas eran 4.8 billones de pies cúbicos, equivalente a 200 millones de toneladas de carbón. Las reservas conocidas de petróleo se calcula que son 2.24 millones de toneladas, pero continúan las explotaciones en busca de nuevas fuentes. Las

reservas carboníferas de Pakistán occidental, calculadas en 165 millones de toneladas, son en su mayor parte de calidad inferior con elevada proporción de ceniza y azufre. En vista de su deficiente calidad, el carbón nacional sólo se emplea para fines tales como hornos para cocer ladrillos, plantas de cemento y otros establecimientos pequeños. Las centrales termoeléctricas funcionan a base de gas natural de Sui, petróleo o carbón importado.

Actualmente se están construyendo en Pakistán occidental varias centrales termoeléctricas planeadas para consumir gas natural de Sui: Karachi 60 000 kW, Multan 140 000 kW, Sukkur 30 000 kW, etc. Los proyectos hidroeléctricos en vías de ejecución son el aprovechamiento con fines múltiples de Warsak (160 000 kW) y la central de energía del Canal Shadiwal (12 000 kW).

Los nuevos proyectos energéticos acometidos en Pakistán oriental son el proyecto hidroeléctrico de Karnafuli (80 000 kW), las centrales a vapor de Sidhirganj y Goalpara (30 000 kW y 16 400 kW respectivamente) y las centrales a motor diesel de Sidhirganj, Chittagong y Goalpara.

En el decenio transcurrido entre 1948 y 1958, la capacidad generadora instalada en Pakistán aumentó casi cuatro veces y la generación de energía casi seis y media veces.

#### f) Filipinas

Con anterioridad a 1936, el suministro público de electricidad estaba en manos de unas pocas compañías particulares que habían establecido centrales termoeléctricas principalmente en los centros de población urbana. Pasado el año de 1935, después de crearse el gobierno de las Filipinas, fue cuando el estado comenzó a interesarse en el desarrollo de la energía eléctrica. Teniendo en cuenta la escasez relativa de combustibles del país, el gobierno concedió importancia al desarrollo planeado de los recursos hidroeléctricos y con miras a este fin creó un organismo. De acuerdo con la Ley 120 promulgada en 1936, los recursos hidroeléctricos de todo el país fueron nacionalizados y se dispuso que la Corporación Nacional de Energía, organismo creado de acuerdo con lo establecido en dicha Ley, adoptase las medidas del caso para estudiar e investigar los recursos hidroeléctricos y planear y construir instalaciones para la generación, transmisión y suministro de la energía.

La administración de la Corporación Nacional de Energía compete a la Junta Nacional de Energía, organismo integrado por un presidente y cuatro miembros de número nombrados por el Presidente de las Filipinas. El gobierno ha otorgado empréstitos requeridos por la Corporación para el estudio y construcción de los diversos proyectos. La Corporación está también facultada para solicitar préstamos en dinero previa aprobación del Presidente.

La situación especial de que goza la Corporación Nacional de Energía reside en que la totalidad de las aguas de uso público sobre las cuales no se había otor-

gado merced cuando se aprobó la citada Ley 120 queda reservada para el uso de la Corporación. No obstante, la Corporación está en situación de renunciar a estos derechos respecto a cualquier curso de agua si estudios practicados demuestran que no será de utilidad para la Corporación.

La Corporación limita sus actividades a la generación de energía hidroeléctrica y a su transmisión a los centros de demanda. No se encarga de la distribución al por menor, pero entrega la energía en bloque a los distribuidores autorizados y, en determinados casos, a los grandes establecimientos industriales. La Corporación está facultada para fijar tarifas para el suministro de energía, las cuales, a diferencia del caso de las compañías de propiedad particular, no quedan sujetas a reconsideración por parte de la Comisión de Servicios Públicos.

Además de la Corporación existen varias compañías particulares que se dedican al abastecimiento público de electricidad entre las cuales la más importante es la Compañía Eléctrica de Manila y compran la energía en bloque de la Corporación Nacional de Energía.

La Corporación Nacional de Energía tiene la responsabilidad general de la elaboración de un plan racional y eficiente para el desarrollo de la energía en las Filipinas. En virtud de sus paupérrimos recursos de combustible, las Filipinas dependen naturalmente de un intensivo desarrollo del potencial de energía hidroeléctrica, que se calcula es del orden de los 2.25 millones de kW. Aparte de varias centrales hidroeléctricas pequeñas, las principales centrales hidráulicas explotadas por la Corporación son las de Caliraya-Lumot (36 000 kW), María Cristina (50 000 kW) y Ambuklao (75 000 kW). El proyecto hidroeléctrico de Binga (100 000 kW) está en proceso de construcción. Entre los futuros proyectos por acometer figuran los de utilidad múltiple de Marikina (68 600 kW) y Angat (146 000 kW), cuyo costo se calcula en 36 y 126 millones de pesos filipinos, respectivamente.

En un esfuerzo por lograr sus objetivos, la Corporación Nacional de Energía ha estado realizando estudios hidrológicos e investigaciones para obtener una evaluación cabal del potencial hidroeléctrico total del archipiélago. Habida consideración del tiempo y gastos que ello entraña, la Corporación está concentrando naturalmente su atención sobre los cursos agua en aquellas zonas en donde las necesidades de energía son relativamente más apremiantes.

Para garantizar el desarrollo económico y ordenado de los recursos energéticos naturales del país, la Corporación presta cuidadosa y continua atención a los estudios del mercado de la energía. Se estimula un desarrollo rápido de las redes locales de distribución (con la antelación suficiente respecto a la terminación de los principales proyectos de energía), con el objeto de proporcionar una cuantía razonable de carga en cuanto los proyectos de importancia son puestos en servicio. Recientemente, la ACI de Estados Unidos puso fondos a disposición de la Corporación para adquirir las unidades diesel de 40-50 kW y de 16-26 kW que se

iban a arrendar a los distribuidores autorizados en la zona de Luzón Central, en donde la Corporación proyecta desarrollar redes extensas de transmisión de alto voltaje.

El mayor centro de carga en las Filipinas es actualmente Manila, servida por la Compañía Eléctrica de Manila, una empresa particular de servicio público. La demanda máxima en la zona era en 1958 de 272 MW y la energía distribuida ascendía a 1 281 millones de kWh. La compañía posee instalaciones generadoras propias con una capacidad instalada total de 174 500 kW y complementa su producción mediante la adquisición de energía de la red interconectada de la Corporación. Las centrales hidráulicas de Caliraya y Ambuklao atienden una demanda de alrededor de 96 000 kW en la zona de Manila. El éxito económico de los grandes y costosos programas hidroeléctricos abordados por la Corporación se debió principalmente a que se contaba con el centro de carga de Manila para que absorbiera una importante cuantía de la producción de energía de las centrales hidráulicas de la Corporación, lo cual proporcionó una justificación económica para estos proyectos. Posteriormente, la circunstancia de que se contaba con energía en cantidades adecuadas y a tarifas económicas en las zonas abarcadas por las líneas de transmisión atrajo a los establecimientos industriales hacia dichas zonas y, a su vez, ayudó a aumentar la demanda de energía.

Un ejemplo típico del desarrollo coordinado de la energía eléctrica y de la industria lo proporciona el proyecto María Cristina, en la isla Mindanao. La isla está escasamente poblada y existe en ella poco progreso económico e industrial. El río Agus, que nace en el Lago Lanao, tiene en su corto recorrido de unos 35 kilómetros hacia el mar un potencial energético de unos 750 000 kW. Este potencial, sin embargo, no tenía posibilidad de explotación por ser escasas las perspectivas de la demanda.

La Corporación proporcionó una interesante solución para el problema. Planeó la creación no solamente de la instalación de energía, sino también de una industria capaz de absorber la producción. Simultáneamente, la Corporación construyó una fábrica de fertilizantes (de una capacidad inicial de producción de sulfato de amonio de 50 000 toneladas anuales) en ese sitio. A su debida oportunidad, serán aprovechados otros emplazamientos a orillas del río Agus. Es importante señalar que, por contarse con energía eléctrica en las Cataratas de María Cristina, fueron establecidas una planta de relaminación de acero y una fábrica de carburo de calcio. Además, se prevé que varias industrias adicionales, entre ellas fábricas de cemento y minas de hierro, serán conectadas a María Cristina en el futuro. La demanda de carga que ha sido prevista para un decenio en la zona es de aproximadamente 370 000 kilovatios.

# ALGUNOS CRITERIOS APLICABLES AL PLANEAMIENTO ECONÓMICO DE LAS OBRAS ELÉCTRICAS

por Guillermo A. Mazza \*

## 1. Generalidades

El procedimiento en análisis se integra con los siguientes puntos, que son ya clásicos en el tratamiento de este tema:

### a) Conocimiento del mercado eléctrico y sus necesidades

Abarca en primer término, una delimitación preliminar del ámbito geográfico del mismo; sus características y las fuentes potenciales de desarrollo dentro de la región. En segundo, el análisis de la evolución histórica de los consumos eléctricos y de los factores operantes de orden económico que han incidido y determinado esos consumos; en tercer lugar, es indispensable la clasificación de estos últimos por categoría de uso y el análisis de su evolución para apreciar correctamente la situación de cada uno de los componentes del mercado eléctrico en el momento en que se realiza el planeamiento. Por último, debe considerarse el análisis de los regímenes legal y tarifario y la modalidad de la prestación de los servicios e inversiones realizadas, según sea el carácter de los productores, distribuidores y fuentes de capital.

### b) Conocimiento de las fuentes de energía

Sobre este particular, interesan la naturaleza de las fuentes, su ubicación, la evaluación de su potencial utilizable económicamente, el grado actual de su aprovechamiento y las perspectivas futuras de aplicación de cada una de ellas, en especial en lo que se refiere a las que sean más apropiadas para la producción económica de la energía eléctrica y a sus precios de valor relativo. Lógicamente, en aquellas regiones en que la escasez de las fuentes propias de energía hagan necesario recurrir a la importación, será menester tener en cuenta dicha circunstancia.

### c) Pronóstico de necesidades

Se deben analizar los factores básicos que nos permitan apreciar, con la mayor razonabilidad posible, la evolución presente de las características demográficas y económicas de las distintas zonas en que pueda subdividirse la región o país considerado, a fin de vincular esos factores operantes, con los requerimientos de energía de las diversas fuentes, teniendo en cuenta las posibilidades de sustitución y las posibles economías por

aplicación progresiva de técnicas racionales en la producción y distribución de la misma, dentro del vasto campo de sus aplicaciones. Especial consideración merece, sobre todo en países subdesarrollados, lo que designamos como *reacción potencial del mercado eléctrico* que se mide por el incremento anormal de los consumos en áreas afectadas por un déficit crónico o por condiciones inferiores de vida y desarrollo, modificables a corto plazo por procesos de expansión en marcha o que puedan iniciarse y terminarse en breve término. Este factor es causa de sorpresa para técnicos habituados a realizar predicciones en países de condiciones normales de abastecimiento energético.

La evolución de los índices o relaciones vinculados a la economía y destinados a servir de base a los pronósticos, es tal vez la parte del trabajo en que se debe poner el máximo de buen criterio y, en cierto modo, un sentido de prudente y certera apreciación del futuro.

### d) Elección económica de las obras necesarias para satisfacer las necesidades calculadas, utilizando las fuentes disponibles

Indudablemente, nos aproximaremos al éxito en este aspecto, cuando se disponga de adecuados estudios e investigaciones basadas en una larga serie de observaciones y buenos proyectos realizados. La aleatoria apreciación de costos dentro de estructuras inflacionarias, es otro factor que puede introducir variaciones de significación al estudiar la economía de la obra. Por otra parte, lo que para el mercado y condiciones de hoy puede ser oneroso, en el futuro puede tornarse favorable si el grado de necesidad determina una relación más conveniente del costo con los beneficios que se obtendrán o con los intereses que han de servirse o promoverse. La selección de la obra más conveniente para satisfacer una misma necesidad, puede realizarse desde dos puntos de vista: o bien tomados estrictamente para satisfacer el requerimiento eléctrico, como si lo hiciera una empresa cuya única finalidad fuese exclusivamente la actividad industrial y el lucro comercial, o bien vinculando la producción de energía con distintas realizaciones que los gobiernos u otros agentes decidan realizar para satisfacer necesidades en otros campos de la productividad o del desarrollo.

De ahí que deba analizarse también, con criterio comparativo, la rentabilidad de las obras mediante un exhaustivo análisis de la relación costo-beneficio basa-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.09.

do en la apropiación, lo más exacta posible, de los costos de las obras en proporción a las distintas finalidades a que estén destinadas.

Influye aquí también, el factor tiempo. Así, por ejemplo, cuando es urgente suplir un déficit que ya es antiguo, o cuando es menester procurar energía para requerimientos perentorios, puede llegarse a adaptar soluciones que el transcurso del tiempo demuestra no haber sido las más correctas técnicamente o las económicamente más adecuadas. Este factor, adquiere gran importancia en las decisiones que se adoptan a menudo en áreas subdesarrolladas. En los países que han tenido una evolución reciente y normal, generalmente hay tiempo para estudiar las mejores soluciones para encarar todos los problemas. Así, cuando se trate de países que tienen un potencial hidroeléctrico económicamente utilizable en gran escala, la ejecución de los estudios y proyectos y la selección de los que resulten más convenientes, demora un tiempo por lo general incompatible con la urgencia de las soluciones, contra lo cual también conspira el mayor plazo ejecutivo de las obras hidráulicas con respecto al equipamiento térmico equivalente.

También la elección de las obras más convenientes, estará vinculada al encaje del planeamiento eléctrico dentro del esquema económico general de un país, un poco por la causa que acabamos de apuntar y otro por las necesidades de inversión que pueden superar, en un momento dado, las posibilidades de crédito o de capacidad de los sectores público y privado de un país o de la voluntad de inversión de los de otros.

## 2. Conocimiento del mercado y sus necesidades

### a) Delimitación preliminar del mercado eléctrico

El planeamiento económico de la producción y suministro de energía eléctrica en un país, debe efectuarse dividiendo a éste en regiones o áreas de planeamiento regional, teniendo en cuenta los siguientes puntos de vista:

- i) La posibilidad de intercambiar energía con los países vecinos.
- ii) La ubicación más conveniente de los centros de generación, en relación con los puntos de mayor densidad de consumo.
- iii) El área posible de abarcar con líneas de transmisión adecuadas para el transporte económico y para aprovechar las ventajas de interconexión eventual entre centros de generación.

Generalmente, los mercados de consumo eléctrico, están localizados por hechos ya creados o por circunstancias irreversibles que fijan —por así decirlo— los grupos industriales o las mayores concentraciones demográficas o de similares características económicas. A menudo se vinculan también con las modalidades de población y producción rurales o con necesidades derivadas de los servicios.

Cualesquiera sean los tipos de las áreas de consumo, siempre es posible agruparlas racionalmente, limitando sectores geográficos definidos que constituyen la “zona de mercado eléctrico”. Para esto, es necesario, previamente, conocer la distribución física de los consumos, su pasada evolución y perspectivas.

Luego, en el estudio particular, pueden surgir circunstancias que lleven a una delimitación más definitiva, sobre todo si debe considerarse el intercambio de energía entre sistemas.

La determinación de estas “zonas de mercado”, no debe hacerse rigurosamente, teniendo en cuenta los volúmenes actuales de la demanda, sino con vistas a la posible formación de “sistemas” cuya demanda sea mayor y su abastecimiento pueda ser más racional, dentro de los plazos de proyección fijados.

### b) Características del mercado

Una vez delimitado el mercado, es necesario conocer sus características y cómo han evolucionado. Deben conocerse, como datos primarios, para cada zona y cada sistema que la integra: a) Extensión; b) Población, clasificada en urbana y rural; c) Potencia instalada, clase, magnitud y grado de dispersión. Diagramas característicos de carga. Particularidades estacionales; d) Energía generada y vendida. Densidad de consumos. Consumos *per capita* zonales. Coeficiente de electrificación; e) La irracionalidad en la generación y en los consumos de energía eléctrica; f) Los sistemas de transmisión; g) Precios de la energía y resultados de las explotaciones; h) Inversiones realizadas en generación, transmisión y distribución y fuentes de financiamiento; i) Tipo de economía del área de influencia del mercado, en especial relacionado con el desarrollo de recursos naturales.

La falta de estadísticas o la insuficiencia de datos básicos, es, a menudo, un escollo que debe salvarse para reunir tan importante información. Cuando se la debe suplir con apreciaciones, informes aislados o estimación indirecta, se cae en el terreno subjetivo, y cuanto menos exacto sea el punto de partida, más nos alejaremos de la realidad posible al llegar al punto extremo de la proyección.

### c) Evolución histórica reciente en relación con los factores operantes

Lo corriente, cuando se trata de calcular proyecciones en cualquier actividad, es realizar el examen de la evolución histórica reciente y extraer conclusiones, índices o relaciones de aplicación para apreciar las condiciones del futuro que, en lo posible, se aproximen a una cierta ley de variación. Esto asume, en el caso particular de la energía eléctrica, un valor relativo, pues si bien un análisis retrospectivo corriente ayuda a comprender la dimensión del problema que ha de resolverse, en cambio puede conducir a errores burdos, si no se vincula con el desarrollo de aquellos factores económicos que han determinado los consumos de energía.

Por ello, el análisis de los valores correspondientes a la energía eléctrica en sí, debe ir acompañado de los coeficientes económicos que hayan influido en esos consumos. Por otra parte, será conveniente seleccionar aquellos períodos de análisis que correspondan a circunstancias económicas normales, de características concretas y definidas, a fin de permitir un relacionamiento correcto de causas y efectos sin factores de perturbación ni puntos singulares que respondan a hechos no comunes o excepcionales.

Por los motivos expresados, la evolución histórica deberá analizarse para aquellos renglones ya indicados en el acápite anterior (que son los que se refieren al desarrollo demográfico y eléctrico exclusivamente) y, además, para los parámetros de tipo económico vinculados directamente con la disponibilidad y el consumo eléctrico, a saber:

i) Producto del área en consideración. Relación insumo-producto.

ii) Volumen físico de la producción industrial, clasificado.

iii) Tipos y características de los servicios públicos.

iv) Producción primaria rural de zonas electrificadas y no electrificadas.

v) Incidencia del costo de la electricidad en el precio de los productos o de los servicios.

vi) Capital invertido en moneda constante, o valor de renovación, en la industria eléctrica en sus distintos sectores y etapas.

Del estudio de ambas evoluciones, pueden deducirse, complementariamente, las de aquellos índices o relaciones que vinculan al consumo eléctrico con el número de habitantes, el producto bruto, la disponibilidad de energía por obrero y por persona útil, por unidad de volumen de producción y por cada tipo de uso, etc.; y de estas relaciones pueden deducirse a su vez "funciones" que se aplican luego a la determinación de valores probables siguiendo los métodos de proyección conocidos.

#### d) *Clasificación de la producción y de los consumos*

En lo que concierne a la *producción* de energía, conviene conocer los centros existentes clasificados por orden de potencia y por número de unidades promedios y trabajo medio anual de cada una. El análisis de los efectos de la escasez de las instalaciones o de su grado de obsolescencia, es otro punto que debe tenerse en cuenta. A menudo, dentro de los lineamientos de la política económica de un país, conviene orientar la producción eléctrica hacia la generación de origen térmico, hidráulico o de otro tipo, según la mayor disponibilidad o el menor costo que procura cada fuente. Por ello, será útil separar, en el examen de la situación, la energía hidráulica de la térmica, así como las centrales destinadas a servicios públicos, y aquellas unidades que se utilizan para suministro de energía a industrias o actividades determinadas que no tengan aquel carácter ("autoproducción").

Con respecto a los *consumos*, resulta imprescindible

el conocimiento de la evolución de los requerimientos según su categoría de utilización: residencial, comercial, industrial, tracción, servicios públicos y toda otra clasificación que permita, para cada sector, determinar los factores propios y bien diferenciados de desarrollo pasado y futuro previsible. El factor de carga y de utilización en cada sector deberá estudiarse detenidamente, así como la participación en la punta de carga de los diagramas, de cada tipo de demanda según las épocas, estaciones del año y las horas del día.

#### e) *Correcta apreciación de la situación en el momento en que se realiza el planeamiento*

Una juiciosa ponderación de los datos e informaciones que se han mencionado hasta aquí, debe servir de punto de partida para la apreciación del problema técnico que ha de resolverse respecto a las características del abastecimiento eléctrico. Ella debe dar el grado de normalidad con que tal satisfacción ha sido hecha y estimar con suficiente aproximación el déficit de los consumos —si lo hubiere— por insuficiencia de instalaciones, la necesidad de utilizar mejor las existentes o reforzar los puntos flojos del abastecimiento local y aun de otros que fácil y económicamente puedan acoplarse al sistema. Debe considerarse también la vinculación del suministro eléctrico con el desarrollo de otros planes dentro del campo de la producción, especialmente en la industria pesada o de elaboración primaria; de transformación o la electrificación rural en términos convenientes y progresivos. Todo esto debe conjugarse con suma prudencia, pues un optimismo exagerado puede llevar a una apreciación excesiva de los requerimientos de capital y a dispendiosas inversiones. En países de economía demasiado dirigida o de estructura inflacionista, esto último asume gran importancia, por cuanto los costos resultantes y las tarifas harán o no atractivas las inversiones en el sector eléctrico llevando a crisis de capitalización que, en breve término, conducen a situaciones que luego resulta muy oneroso corregir.

Una autocrítica muy objetiva y sincera sobre el régimen legal y administrativo, la estructura de los precios y tarifas y los resultados técnicos, económicos y financieros de cada sistema de administración, de prestación o de control de los servicios, permitirá extraer enseñanzas muy valiosas del análisis de la evolución histórica reciente, no solamente en aquellos aspectos relacionados con una correcta proyección hacia el futuro de los valores numéricos, sino, en principal escala, en lo que atañe al gobierno de la energía y a su repercusión en los campos político, social y económico. Dentro de este examen, debe lógicamente entrar el grado de cumplimiento de planes anteriores y los factores o causas de su éxito o fracaso.

Deben conciliarse, además, los aspectos que interesan exclusivamente a una empresa de prestación de servicios eléctricos, como entidad industrial y comercial, con aquellos otros cuyo objetivo es el beneficio general y que suponen actividades de distinto coeficien-



te de rentabilidad que la industria eléctrica. Nos referimos concretamente a las obras de beneficio múltiple, uno de los cuales es la producción de energía. Tal armonización debe balancearse cuidadosamente cuando se trata del planeamiento de las utilidades del agua o su control en regiones donde existen o se prevé que existirán problemas de suministro eléctrico.

En el instante de realizar el planeamiento, debe además tenerse presente no sólo cuál es la tendencia de sustitución de una forma de energía por otra y, en especial, de la electricidad en lugar de los combustibles, sino también las orientaciones de las modernas técnicas del trabajo con las cuales aquella se vincula tan estrechamente hoy en día.

Balancear todos los factores expresados, más otros que necesariamente entran en la consideración del problema de evaluar las necesidades eléctricas, puede parecer una operación compleja en su conjunto, pero se simplifica bastante, realizando primero el análisis por regiones localizadas, dentro de la zona de influencia de los "sistemas eléctricos" y luego integrándolo.

### 3. Conocimiento de las fuentes de energía

Desde el punto de vista de la utilización óptima de cada elemento en la generación termoeléctrica o del aprovechamiento económico del potencial hidroeléctrico disponible, interesa el conocimiento de cada fuente en cuanto a su naturaleza, ubicación de los yacimientos, caudales y caídas, su posición con respecto a los centros de consumo y posibilidades de transporte económico. Además, es necesario conocer la magnitud de las reservas con su grado de utilización y los precios relativos de combustible en el lugar de consumo, teniendo en cuenta el rendimiento en su utilización, o del servicio de capital necesario para movilizar el potencial hidráulico y transmitirlo al mercado, o del costo de los productos combustibles o energía eléctrica de importación.

En este aspecto, presenta interesantes posibilidades el uso de combustibles regionales, residuos urbanos o subproductos de una elaboración o desechos agrícolas no aprovechables o industrializables o que carezcan de valor alimenticio.

En ciertas circunstancias y lugares, vale la pena una investigación exhaustiva de las fuentes intermitentes que brinda la naturaleza (viento, calor solar) o bien otras más permanentes como la geotérmica (vapores endógenos), diferencia de temperatura marina, mareomotriz o creación de zonas extensas de evaporación en desniveles pronunciados. La utilización combinada de estos sistemas y la interconexión con centros de producción basados en fuentes permanentes, pueden solucionar problemas locales de magnitud no despreciable.

Tampoco deben perderse de vista las posibilidades que ofrece —para las centrales de servicio público— la utilización de potencia disponible en establecimientos con autoproducción y régimen de trabajo estacional (por ejemplo, ingenios azucareros) o con un diagrama diario de carga desfasado con respecto al de la central

pública. También, en las industrias que producen vapor a una determinada presión y lo utilizan a otra inferior, deberán investigarse las posibilidades de aprovechar ese salto de presión para una generación económica, aunque sea en reducida escala.

La investigación de la disponibilidad de combustibles debe ser minuciosa, pues en cualquier parte pueden encontrarse o provocarse, como en el caso de gasificación subterránea de carbón, gases de destilería, o provenientes de digestión cloacal, etc.

En esa indagación deben incluirse las perspectivas futuras para aprovechar ciertos yacimientos que convenga comenzar a explotar al tener asegurado un consumo permanente en la industria eléctrica o combinándolo con su uso en otras industrias de gran consumo, como las siderúrgicas o petroquímicas.

### 4. Pronóstico de necesidades

No nos extenderemos sobre los factores básicos que han de considerarse en el pronóstico, ni en los procedimientos o métodos recomendados, por cuanto ellos son suficientemente conocidos y se fundamentan, por otra parte, en los valores y conceptos a que nos hemos referido ya. Pero sí, desde el punto de vista económico, deseamos insistir en dos aspectos que consideramos fundamentales:

a) La "capacidad de reacción potencial del mercado eléctrico" que ya hemos definido.

b) La necesidad de realizar el pronóstico por más de un procedimiento y asignarle fuerza ponderal a cada uno, de acuerdo con el grado de confianza que merecen los datos básicos en que se fundan y con el éxito comprobado obtenido en su aplicación en otras regiones o países.

La "capacidad de reacción potencial" se ha comprobado en nuestro país en zonas de consumo largo tiempo restringidos por insuficiencia de instalaciones y aun en lugares de abastecimiento normal donde la sola posibilidad de que la oferta de energía se anticipe a la demanda, provoca una corriente de inversiones hacia la explotación de otros recursos naturales o al desarrollo de industrias de transformación de la producción primaria agrícola, su elaboración intermedia, frigoríficos, textiles o papel, etc., sobre todo donde concurren otras circunstancias favorables a la localización (agua, transportes, material humano, materia prima y mercados).

En regiones de grandes recursos naturales en relación con la población, es donde más se evidencian esas características, y se recomienda, en tales casos, no ser demasiado mezquinos al considerar las posibilidades de equipamiento; aunque lógicamente, cuando esos otros planes de desarrollo puedan tener perspectivas seguras de explotación contemporánea. Cuando la expansión del equipamiento está a cargo de entidades privadas, será razonable no esperar previsiones optimistas basadas en desarrollos potenciales, sino, exclusivamente, ciertos y reales.

En la consideración del pronóstico de necesidades,

tienen también gran importancia las distancias económicas de transmisión de energía vinculadas con el costo de generación y un precio no prohibitivo en el mercado de consumo, debiendo realizarse en cada caso, las comparaciones pertinentes mediante la fijación del radio máximo de influencia económica del transporte.

En lo que concierne a la asignación de fuerza ponderal a cada procedimiento en los pronósticos, ya hemos escrito algo sobre ello,<sup>1</sup> y aunque se refiere al pronóstico de los consumos de energía total, el criterio puede ser aplicable solamente a la electricidad.

Al realizar pronósticos, debemos recordar que los aumentos de consumo eléctrico pueden separarse en dos partes:

a) Aquella que obedece a una ley de crecimiento inexorable, podemos decir que independiente de influencias económicas y directamente proporcionales a una variación vegetativa en el crecimiento de la población y sus necesidades mínimas.

b) Aquella que tiene una relación íntima con la actividad económica de acuerdo al momento que vive la región en una etapa más o menos intensa de su evolución positiva o en períodos de estancamiento o incremento insuficiente.

Pueden influir en esta última parte, consumos del más diverso carácter, tales como el que provoca un desarrollo intensivo de las industrias extractivas, del riego por bombeo, de la electrificación rural, establecimiento de industrias pesadas, etc. Todo ello, lógicamente, está relacionado con la política de precios y la estructura económica a que se aplica.

Esta observación puede representar nuevos valores de pronóstico diferente de los usuales, y que debidamente ponderado, puede introducir alguna variación en las tendencias.

##### *5. Elección económica de las obras necesarias para satisfacer las necesidades utilizando las fuentes disponibles*

Es en ésta, la etapa del planeamiento, donde en realidad se evidencia el concepto de economía que define una acertada elección de las instalaciones, a fin de conseguir el máximo de rentabilidad en las inversiones; pero previamente, y aparte de estas consideraciones de orden financiero, diremos que el planeamiento está influido por dos factores fundamentales:

a) La orientación de la política energética —y de la eléctrica en particular— en cada país, y

b) La coyuntura económica y las disponibilidades de capital.

La orientación política vincula los servicios eléctricos y su consiguiente expansión progresiva, con fórmulas doctrinarias derivadas del enfoque con que cada país encara los servicios públicos esenciales. En algunos, solamente el estado tiene a su cargo esa expansión; en otros, exclusivamente empresas privadas;

<sup>1</sup> Criterios de evaluación a corto plazo de las tendencias, en la demanda total de energía. Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía. Junio 1960. Rap. I-B-17.

los hay en que se admite una acción concurrente, en mayor o menor proporción, de cada tipo de entidades, y finalmente puede ser posible toda la gama intermedia en que también pueden desempeñar un papel interesante los entes cooperativos o sociedades de usuarios sin fines de lucro. De ahí que, cuando la tendencia es estatificante, se recurra al planeamiento total, hasta en sus detalles, de toda la acción en materia eléctrica; cuando la política tienda a la acción privada o mixta, sólo se exigen a las empresas las condiciones básicas para la expansión razonable de sus propios servicios o instalación de otros nuevos. No obstante, creemos que lo racional y económico para la comunidad es trazar las grandes orientaciones del planeamiento eléctrico previendo la satisfacción de las necesidades integrales, independientemente de quien se haga cargo de la ejecución de las obras e instalaciones o de la prestación de los servicios. Claro está, que aquellas obras o instalaciones con las que se quiera fomentar el desarrollo de una zona, exigiendo capitales superiores a los que se necesitan para mantener una demanda real o un rédito atractivo, difícilmente serán encaradas por entidades privadas. Nos referimos a lo que pueda calificarse como "acción de gobierno" para la promoción de determinadas regiones y en ciertas actividades donde una amplia oferta de energía es determinante para su establecimiento y seguro desenvolvimiento. Esto ocurre, con frecuencia, en regiones potencialmente ricas, pero con mercados eléctricos actuales de pequeña entidad, donde las mudanzas en el consumo son imprevisibles al realizar un planeamiento exclusivamente eléctrico.

A esto se debe la importancia que asignamos a los planes de desarrollo regional en que todos los factores son tenidos en cuenta y las previsiones, tanto ejecutivas como de capital, asumen mayor certeza que si se consideran por separado las posibilidades en cada sector.

En lo que concierne a la coyuntura económica y disponibilidades de capital, los cambiantes aspectos que ofrece cada país, y, dentro de cada uno de ellos a través del tiempo, pueden hacer aconsejable una comprensiva política eléctrica adecuada a los mismos. Los dogmatismos y doctrinas rígidas, pueden ceder ante el imperio de condiciones económico-financieras. No vemos nada indebido en ello, siempre, claro está, salvando los principios inmanentes a una soberanía y defensa de los intereses públicos bien interpretada.

Así, por ejemplo, será aconsejable encarar —aunque con juiciosa prioridad— la electrificación de fomento o promoción regional cuando la disponibilidad de capital por parte del estado lo permita, sin desmedro para otras actividades también vitales y que no pueda realizar la acción privada o que se prefiera hacerla por vía gubernamental.

La digresión precedente era necesaria para limitar el carácter de lo que se enuncia a continuación: la elección económica de las obras necesarias para satisfacer las demandas calculadas para un período de proyección determinado, dependerá esencialmente del momento que vive cada país en lo que concierne a los

dos aspectos enumerados. No obstante, existen algunas premisas con cierta independencia de ellos, como son las siguientes:

#### a) Disponibilidad de proyectos y apropiación de costos

Indudablemente, el conocimiento de los recursos energéticos en un alto grado y los proyectos para su utilización, son de una importancia básica.

Particularmente, en el campo hidroeléctrico, siempre puede hacerse una selección de proyectos que sean comparables con centrales termoeléctricas equivalentes, cuando se conozcan, además, las condiciones de disponibilidad y costo de los combustibles. Por ello, es recomendable no descuidar una acción continuada y orgánica en este aspecto, cualquiera sea el resultado posterior de la elección de la obra más conveniente.

Adquiere aquí gran importancia, una correcta apropiación de costos y beneficios en aquellas obras de propósitos múltiples, en que uno de los cuales sea la producción de energía, completadas con otras que hagan más eficiente cada utilización posible del agua o su control. Aparte de los procedimientos conocidos de apropiación, se requiere una gran dosis de sentido común y de criterio ponderativo para adaptar las normas a condiciones reales futuras de funcionamiento, explotación y renta de cada parte de las obras comunes.

#### b) Criterio comparativo general de rentabilidad

Existen dos casos típicos para comparar soluciones:

i) Entre una central termoeléctrica única, con líneas de transmisión y varias centrales térmicas locales.

ii) Entre una central hidroeléctrica con su línea de transmisión y una central termoeléctrica equivalente en el centro de gravedad del mercado.

El primer caso es muy simple y se reduce a la determinación de la potencia óptima de la central única y la comparación de los tres factores: costo de capital, operación y mantenimiento y combustibles.

El segundo, en cambio, exige ponderaciones de otro tipo. Los valores necesarios para la comparación son:

- $i_1$  — La determinación de la potencia firme hidráulica comparable, garantizada para el mismo grado de seguridad y producción de energía equivalente.
- $i_2$  — La inversión inicial ( $A'$ ) necesaria para la central hidráulica, excluidas las apropiaciones de obras comunes a otros beneficios o a partes ya amortizadas.
- $i_3$  — Inversión inicial ( $A''$ ) necesaria para la línea de transmisión desde el lugar de ubicación de la central hasta el centro de consumo y de las subestaciones transformadoras y de rebaje para distribución en ruta.
- $i_4$  — Inversión total para abastecer el mercado extremo e intermedio:  $A = A' + A''$ .
- $i_5$  — Inversión inicial ( $B'$ ) para las centrales termoeléctricas equivalentes tanto en el mercado principal extremo como en los intermedios.
- $i_6$  — Inversión inicial adicional ( $B''$ ) estimada de la parte proporcional de las instalaciones requeridas para extraer, conducir, industrializar y almacenar la cantidad anual de combustible necesaria para el funcionamiento de las centrales

termoeléctricas, cuya necesidad sólo se manifiesta con la implantación de éstas.

$i_7$  — Inversión inicial total:  $B = B' + B''$ .

$i_8$  — Capital adicional necesario:  $D = A - B$ .

$i_9$  — Costo anual total de la generación en central hidráulica y de operación y mantenimiento de la línea de transmisión y estaciones de transformación ( $N$ ).

$i_{10}$  — Costo anual total de la generación en centrales termoeléctricas equivalentes (excluyendo el servicio de capital indicado en  $i_6$ ) ( $M$ ).

$i_{11}$  — Diferencia o economía anual entre los costos:  $d = M - N$ .

Expresando la economía anual  $d$ , como porcentaje de utilidad bruta con respecto a la inversión adicional de capital  $D$ , o sea

$$d \times 100$$

se puede apreciar la conveniencia de establecer la central hidráulica o la térmica, si esa renta excede, iguala o es inferior a las tasas corrientes admitidas en cada país para tal utilidad. Esa comparación, en rigor, debe hacerse teniendo en cuenta el costo del dinero, al calcular los gastos anuales.

En el estudio económico comparativo, deben considerarse los retiros de equipos obsoletos y también las reservas técnicas de instalaciones, que pueden estimarse en un 12 a 18 por ciento de la demanda máxima. En este último caso, se impone un análisis comparativo entre la magnitud y costo de tales reservas y el de eventuales interconexiones entre centrales o sistemas que disminuyen al mínimo la capacidad de aquel equipamiento adicional. Tal comparación se impone cuando se dispone de grandes unidades térmicas o de centrales hidráulicas con embalse de regulación o compensación o de ambas clases.

#### c) Determinación de las necesidades de capital

El planeamiento económico debe conducir, necesariamente, a determinar las necesidades de capital, de tal manera que no ofrezca dificultades para conseguirlo y que, aplicado a las obras e instalaciones previstas, se obtengan tarifas no prohibitivas como base para una expansión normal de las actividades que dependan de un suministro suficiente y oportuno. Pero las condiciones de precios y tarifas de la energía, aparte de esa premisa, deben permitir un servicio regular de los capitales, a fin de mantener el crédito para nuevas inversiones en el proceso progresivo del desarrollo. Si el dinero lo suministra el estado, es fácil caer en la peligrosa creencia de que tales amortizaciones pueden dilatarse en beneficio de una tarifa baja. Cuando se desea volver las tarifas a su sano nivel económico se encuentran grandes resistencias y, al propio tiempo, la descapitalización ocurrida, crea necesidades extraordinarias cuando hay que renovar o ampliar instalaciones, a veces superiores a las disponibilidades del Tesoro, de fondos especiales y aun del crédito interno o externo que, en virtud de tal proceso, se retrae indefectiblemente.

Por los motivos expresados, aconsejamos que un

planeamiento económico de las obras e instalaciones eléctricas debe contener no sólo los elementos técnicos básicos que determinen la satisfacción de las necesidades utilizando las fuentes de energía, sino también, y en modo especial, el régimen económico-financiero

para su realización sin tropiezos y en los términos ya vistos. Y creemos, que si se desea éxito al ejecutar lo planeado, debe ponerse más empeño en el cumplimiento de dicho régimen que en los plazos estrictos de terminación de las instalaciones.

# LOS SERVICIOS PÚBLICOS ELÉCTRICOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA Y LA EMPRESA DEL ESTADO "AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA"

por Carlos A. Volpi \*

## 1. Las características del mercado eléctrico

La distribución de los recursos hídricos naturales es muy irregular; en la Argentina y salvo los grandes ríos del sistema hidrográfico del Plata, el Paraná, Uruguay y Paraguay, en la zona noreste, en el resto del país, dichos recursos son muy limitados.

Se estima que en 1960 la República Argentina consumió alrededor de 14 300 000 toneladas equivalentes de petróleo y sus derivados, de las cuales el 70 por ciento son de producción nacional. Los principales yacimientos de petróleo comprenden cuatro zonas: Comodoro Rivadavia, sobre la costa atlántica a 1 700 km al sur de Buenos Aires; Salta, Mendoza y Neuquén, sobre la Cordillera de Los Andes, a más de 1 000 km de distancia de Buenos Aires.

Las grandes concentraciones de energía hidráulica disponibles, estudiadas y económicamente utilizables, con sistemas de más de 200 000 kW de potencia cada uno, comprenden alrededor de 5 millones de kW, cuya característica es que, salvo los de Salto Grande, que están a 425 km de distancia de Buenos Aires, los restantes se encuentran a 1 000 km de los grandes centros de consumo.

En 1959, el consumo energético total del país fue el siguiente:

	Toneladas equivalentes de petróleo	Porcientos
Derivados de petróleo . . . . .	12 933 880	72.6
Gas natural . . . . .	760 143	4.3
<i>Total productos petróleo . . . . .</i>	<i>13 694 023</i>	<i>76.9</i>
Combustibles sólidos minerales . . . . .	1 051 917	5.9
Combustibles vegetales . . . . .	2 807 608	15.9
Hidroelectricidad . . . . .	232 583	1.3
<i>Total anual . . . . .</i>	<i>17 786 131</i>	<i>100.0</i>

El mercado eléctrico, se ha desarrollado paralelamente con el crecimiento demográfico, que es la resultante de sus características naturales y con la misma distribución de la población, la que acusa una fuerte concentración en el Litoral, extendiéndose sobre la costa marítima septentrional y fluvial navegable más intensamente, desde Buenos Aires hasta Rosario, en unos 300 kilómetros y sus zonas de influencia.

La producción total de energía eléctrica, en el año

1959, en la República Argentina, ha sido estimada en las siguientes cifras:

	Millones de kWh
Servicios públicos eléctricos . . . . .	7 250
Autoproducción . . . . .	2 000
<i>Total . . . . .</i>	<i>9 250</i>

De esta producción total de energía eléctrica, dos tercios se producen y consumen en el Litoral, en menos de la tercera parte de la superficie del país.

## 2. La evolución de la producción eléctrica

La evolución de la potencia instalada y producción de la energía eléctrica en la República Argentina desde el año 1940 al 1959, se ha desarrollado según las siguientes cifras:

Año	Potencia instalada (kW)	Producción anual (kWh)
1940 . . . . .	1 100 200	2 550 000 000
1945 . . . . .	1 294 000	2 945 000 000
1950 . . . . .	1 390 318	4 570 721 779
1955 . . . . .	1 663 000	6 030 000 000
1956 . . . . .	1 709 407	6 395 762 316
1957 . . . . .	2 126 123	6 868 330 234
1958 . . . . .	2 178 730	7 374 444 000
1959 . . . . .	2 370 000	7 250 000 000

Según las cifras que anteceden, la potencia instalada en los últimos veinte años ha pasado de 1 100 200 kilovatios en 1940 a 2 370 000 kilovatios en el año 1959, es decir, ha tenido un crecimiento anual acumulativo de 3.5 por ciento, mientras que la producción ha aumentado 5.25 por ciento anual acumulativo; crecimiento muy bajo para un país en pleno desarrollo como la Argentina.

La distribución por origen de la energía, producida para los servicios públicos eléctricos en el año 1958, fue:

	kW	Miles de kWh
Vapor . . . . .	1 511 765	5 816 309
Diesel . . . . .	406 956	893 295
Hidro . . . . .	260 009	664 836
<i>Total . . . . .</i>	<i>2 178 730</i>	<i>7 374 440</i>

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.01b.

La distribución de la energía por prestatarios en el año 1958, fue:

	Kilovatios	Miles de kWh
Nacionales . . . . .	862 821	2 535 562
Provinciales . . . . .	108 972	263 694
Municipales . . . . .	17 972	37 142
Cooperativas . . . . .	102 822	225 076
Particulares . . . . .	1 086 140	4 312 970
<b>Total . . . . .</b>	<b>2 178 727</b>	<b>7 374 444</b>

En 1959, según estimaciones aproximadas, la distribución de 7 250 millones de kWh producidos para los servicios públicos eléctricos, por entidades, fue la siguiente:

	Millones de kWh	Porcientos
<b>I. ENTIDADES ESTATALES</b>		
Agua y Energía Eléctrica. .	3 075.5	41.0
DEBA . . . . .	122.2	1.6
EPEC . . . . .	220.0	3.0
Varios gobiernos provinciales y municipales. . . . .	30.0	1.0
<b>Subtotal. . . . .</b>	<b>3 447.7</b>	<b>46.6</b>
<b>II. ENTIDADES PRIVADAS</b>		
SEGBA . . . . .	2 450.5	34.5
ITALO . . . . .	895.0	13.3
Suizo Argentina. . . . .	35.8	0.5
Cooperativas . . . . .	220.0	3.0
Pequeños propietarios . . .	150.0	2.1
<b>Subtotal. . . . .</b>	<b>3 751.3</b>	<b>53.4</b>
<b>Total . . . . .</b>	<b>7 199.0</b>	<b>100.0</b>

En el año 1959, aproximadamente el 46.5 por ciento de la producción de energía para los servicios públicos eléctricos, fue efectuada por entidades estatales, el resto —53.4 por ciento— lo fue por entidades privadas; en su casi totalidad por dos empresas de servicios públicos eléctricos del Gran Buenos Aires, SEGBA, e Italo Argentina.

Considerando las tendencias naturales de concentración de la producción de la energía eléctrica para servicios públicos, damos a continuación las cifras relativas a los grandes sistemas eléctricos del año 1958:

	Millones de kWh	Porcientos
Gran Buenos Aires . . . . .	4 500	62.3
Resto de la Provincia de Buenos Aires. . . . .	913	12.8
Santa Fe-Entre Ríos . . . . .	537	7.4
Córdoba. . . . .	437	6.1
Mendoza-San Juan . . . . .	329	4.5
Tucumán-Salta-Jujuy . . . . .	155	2.1
Corrientes-Chaco . . . . .	93	1.3
Río Negro-Neuquén . . . . .	53	0.7
Resto del país . . . . .	357	2.8
<b>Total. . . . .</b>	<b>7 374</b>	<b>100.0</b>

Según estas cifras, la producción de energía eléctrica para Servicios Públicos, en lo que denominamos Litoral, formado por el Gran Buenos Aires, Santa Fe y Entre Ríos, comprende más de las dos terceras partes del total del país; le siguen en importancia el resto de la provincia de Buenos Aires, el sistema de Córdoba y el sistema de Mendoza y San Juan.

### 3. La acción del estado en los servicios públicos eléctricos

Dentro de la forma de gobierno, republicana federal, en que está organizada la Argentina, hasta el año 1945, la industria eléctrica para los servicios públicos eléctricos estaba casi totalmente en manos de empresas privadas, mediante el régimen de concesión, que otorgaban las municipalidades y los gobiernos de las provincias para la prestación de los servicios públicos. A partir de ese año se inició una decidida política de nacionalización y estatificación de los Servicios Públicos Eléctricos con los siguientes resultados:

	Porcentaje de la producción	
	Entidades estatales (Porcientos)	Entidades privadas (Porcientos)
1945 . . . . .	6	94
1959 . . . . .	47	53

La acción del estado en su nueva política, logró que la producción de energía eléctrica, a cargo directo del estado, que en 1945 sólo era de 6 por ciento, se aumentase hasta un 47 por ciento en el año 1959. En la actualidad, casi el 50 por ciento de toda la producción está a cargo del estado, y el resto, de dos empresas privadas en el Gran Buenos Aires.

La acción del gobierno nacional se caracterizó por un decidido propósito de aprovechar los recursos hidroeléctricos del país. Estos aprovechamientos, insignificantes en el año 1943, alcanzaron en 1959 a un total de 300 000 kW, de los cuales pertenecen a "Agua y Energía Eléctrica" 280 014 kW, distribuidos por provincias en la siguiente forma:

	Kilovatios
Catamarca . . . . .	1 687
Córdoba . . . . .	106 000
Jujuy . . . . .	7 980
La Rioja . . . . .	1 408
Mendoza . . . . .	117 782
Neuquén . . . . .	445
Río Negro . . . . .	11 050
Salta . . . . .	766
San Juan . . . . .	1 716
Santa Fe . . . . .	610
Tucumán . . . . .	30 570
<b>Total . . . . .</b>	<b>280 014</b>

Este total comprende 38 centrales hidroeléctricas de la empresa del estado "Agua y Energía Eléctrica", siendo las más importantes, Nihuil 1, 74 240 kW; Los Molinos 1, 54 000 kW; Alvarez Condarco, 27 300 kW; Escaba, 24 000 kW; Ingeniero Cassaffoust, 18 000 kW; Ingeniero Fitz Simon, 10 800 kW; el resto son centrales de menos de 10 000 kW cada una. Con las centrales que actualmente tiene en construcción "Agua y Energía Eléctrica", con una potencia de 220 000 kW, se prevé que para 1965 el estado tendrá 500 000 kW hidroeléctricos instalados.

Considerando la potencia instalada en todo el país, en el año 1943, —1 250 000 kW— y si se hubiera desarrollado la producción de energía eléctrica satisfaciendo un crecimiento que suponemos normal del 7 por ciento anual acumulativo, el país habría requerido disponer en el año 1958 de una potencia instalada de 3 250 000 kW; en la realidad, con la política nacional, sólo alcanzó a 2 250 000 kW; resulta con estos supuestos un déficit de 1 000 000 kW para todo el país.

Para el período 1960 a 1965, las tendencias de los planes de construcción inmediata de centrales eléctricas de servicio público, para todo el país, se estiman en la siguiente forma:

	Kilovatios
Potencia total instalada año 1959 . . . . .	2 250 000
Programa "Agua y Energía Eléctrica" . . . . .	976 000
Planes de otras entidades estatales . . . . .	500 000
Planes de entidades privadas . . . . .	274 000
Total programa inmediato . . . . .	1 750 000
<i>Estimación para el año 1965 . . . . .</i>	<i>4 000 000</i>

El plan de la empresa "Agua y Energía Eléctrica" de centrales actualmente en construcción, comprende:

	Kilovatios
Centrales térmicas . . . . .	735 000
Centrales hidroeléctricas . . . . .	241 000
<i>Total . . . . .</i>	<i>976 000</i>

Siguiendo con el razonamiento de considerar el crecimiento normal de la producción en 7 por ciento anual acumulativo, a partir del año 1943, se tendría para 1965 que disponer de 5 250 000 kW de potencia instalada; pero como con la previsión que antecede, sólo se tendrían 4 000 000 kW, resultaría así, que el déficit iría aumentando, hasta alcanzar en el año 1965, a 1 250 000 kW.

En el período 1943 a 1955 se efectuaron diversos estudios en los llamados planes quinquenales, que previeron la construcción de grandes centrales hidroeléctricas y térmicas por el estado, de cuyos planes se destacan, como realizaciones efectuadas, 250 000 kW hidroeléctricos, la Super-Central Térmica de San Nicolás,

con 320 000 kW y, además, alrededor de 150 000 kW en grupos electrógenos, de pequeñas potencias.

A partir del año 1955, se formularon nuevos planes, que previeron para 1970, una ampliación del orden de 3 300 000 kW, que incluían: los grandes aprovechamientos hidroeléctricos de Salto Grande, con 700 000 kW; el Chocón, con 650 000 kW, y los de los ríos Andinos y del Aconquija; la Super-Central Térmica de Buenos Aires, con 600 000 kW, y varias centrales térmicas de 30 000 kW cada una. De estos planes están actualmente en construcción, alrededor de 1 millón de kW, que incluyen tres cuartas partes de centrales térmicas y una cuarta parte hidroeléctrica.

Para financiar las extraordinarias inversiones requeridas para estas obras, el gobierno nacional, previó el sistema llamado de "pagos diferidos" con compromisos de pagos, por parte del estado, en plazos limitados, de menos de diez años, sistema que fracasó totalmente.

Como resultado de la falta de fondos, y en especial de divisas por parte del gobierno, y ante el grave problema del creciente déficit de energía eléctrica, como también del de la empresa del estado "Agua y Energía Eléctrica", se desarrolló la nueva orientación de la política eléctrica nacional, que en septiembre de 1960, cristalizó en la sanción por el Congreso Nacional de la Ley de Energía 15 336.

#### 4. La empresa estatal "Agua y Energía Eléctrica"

Hasta el año 1943, las actividades del gobierno nacional de las provincias y las municipalidades en la industria eléctrica eran prácticamente nulas. Los aprovechamientos hidroeléctricos existentes eran insignificantes, con un total del orden de 50 000 kW en todo el país, en su mayor parte pertenecientes a las empresas privadas concesionarias de servicios públicos eléctricos; unos 12 000 kW, los había ejecutado la nación de acuerdo con la Ley de Irrigación 6546 de 1909.

A partir de 1943, con motivo del Tercer Congreso de Ingeniería, celebrado en Córdoba, se desarrolló una fuerte acción para el planeamiento general de la energía, por medio de un organismo análogo al de la *Federal Power Commission* de los Estados Unidos de Norteamérica, inventariando los recursos del país, proyectando su mejor utilización, tendiente a la ejecución de las obras de aprovechamiento hidroeléctrico, producción y transmisión, preferentemente a cargo de organismos nacionales y provinciales. En este planteamiento general se preveía que la distribución se haría por organismos municipales, cooperativas y entidades privadas. Con estas orientaciones, fue creada el 28 de octubre de 1943, la Dirección Nacional de la Energía, como organismo autárquico, para el estudio, planeamiento, regulación de la producción y distribución de los combustibles y recursos hidroeléctricos.

El 11 de diciembre de 1944, por decreto del P. E. Nacional 33425 se creó la Administración Nacional del Agua (ANDA), dependiente del Ministerio de Obras Públicas, sobre la base de la refundición de dos grandes organismos: la Administración de las Obras Sanitarias

de la Nación y la Dirección General de Irrigación de la Nación.

Poco tiempo después, el 20 de septiembre de 1945, el P. E. por decreto 22839/45, creó la Dirección de Centrales Eléctricas del Estado (CEDE), dependiente del Ministerio de Industria y Comercio. Con fecha 14 de febrero de 1947 se desdobló ANDA, y se formó un nuevo organismo, la Dirección de Agua y Energía Eléctrica, integrado por la antigua Dirección General de Irrigación de la Nación y la Dirección de Centrales Eléctricas del Estado.

Por decreto 17371, de 18 de agosto de 1950, fue creado un gran organismo dependiente del Ministerio de Industria y Comercio, denominado Empresas Nacionales de Energía (ENDE), con el carácter de empresa del estado, constituido por "Yacimientos Petrolíferos Fiscales", "Agua y Energía Eléctrica", "Gas del Estado", "Combustibles Vegetales" y "Combustibles Sólidos Minerales". Con este decreto se inició la existencia de "Agua y Energía Eléctrica" como empresa estatal, pero formando parte del organismo único llamado ENDE.

Por decreto 17872, fecha 18 de agosto de 1950, se creó la Subsecretaría de Energía y Minería, de la cual pasaron a depender la Dirección Nacional de la Energía y todo lo concerniente a la planificación y desarrollo de los recursos hidráulicos y energéticos del país.

Con fecha 4 de mayo de 1955, por decreto 6456, fue disuelto ENDE pasando "Agua y Energía Eléctrica" a su estado actual de empresa autónoma del estado.

En el cuadro que sigue se da la evolución, desde su comienzo en el año 1946, hasta 1959, de la potencia

	Potencia instalada (kW)	Producción (kWh)
1946 . . . . .	22 476	41 720 600
1950 . . . . .	88 848	219 904 596
1955 . . . . .	273 191	651 022 744
1956 . . . . .	734 853	1 081 312 537
1957 . . . . .	831 156	1 474 855 712
1958 . . . . .	873 930	2 532 680 772
1959 . . . . .	972 996	3 075 000 000

instalada y producción de la empresa del estado "Agua y Energía Eléctrica".

En los trece años transcurridos la potencia instalada de la actual empresa del estado, ha aumentado desde 22 476 kW hasta alcanzar a casi 1 millón de kilovatios; la producción del año 1959 fue de 3 075 millones de kilovatios-hora, o sea el 41 por ciento de la producción total de energía eléctrica para servicios públicos en todo el país.

En el ejercicio 1958/59, la empresa "Agua y Energía Eléctrica" tenía a su cargo los siguientes grandes sistemas eléctricos:

	Producción	
	Kilovatios-hora	Porcientos
Gran Buenos Aires . . . . .	1 000 000 000	33.7
Resto Provincia de Buenos Aires . . . . .	531 427 923	17.8
Santa Fe-Entre Ríos . . . . .	471 316 471	15.8
Mendoza-San Juan . . . . .	342 498 044	11.4
Córdoba . . . . .	290 269 940	9.8
Tucumán-Salta-Jujuy . . . . .	147 575 189	4.9
Río Negro-Neuquén . . . . .	65 991 654	2.2
Corrientes-Chaco . . . . .	63 868 703	2.1
Resto del país . . . . .	67 458 394	2.3
<i>Total 1958/59 . . . . .</i>	<i>2 980 406 318</i>	<i>100.0</i>

La potencia instalada en los sistemas eléctricos de "Agua y Energía Eléctrica" en 1959 era:

	Kilovatios
Centrales a vapor . . . . .	540 325
Centrales diesel . . . . .	152 637
Centrales hidroeléctricas . . . . .	280 024
<i>Total . . . . .</i>	<i>972 986</i>

Esta cifra equivalía al 42.80 por ciento del total de la potencia instalada para servicios públicos eléctricos en el país.



## LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SÃO FRANCISCO

por Antonio José Alves de Souza \*

### 1. La Catarata de Paulo Afonso

La catarata de Paulo Afonso se forma en el río São Francisco, en el tramo en que sirve de límite entre los estados de Bahía y de Alagoas, en la zona más seca de la región semiárida de Brasil.

El viaje del emperador don Pedro II en 1859; los estudios, inclusive el levantamiento topográfico minucioso del río São Francisco desde su desembocadura hasta Pirapora, realizado por la comisión dirigida por Halfeld, entre 1850 y 1854; el gran muelle inconcluso existente en Petrolândia (antigua Jatobá de Paracatu) y la línea férrea que va desde Petrolândia a Piranhas, demuestran el interés del gobierno imperial por utilizar el río São Francisco como vía de transporte eficiente, destinándose aquella vía férrea de 116 km de extensión a superar las dificultades que presentaban las innumerables cataratas de la parte del río comprendida entre Petrolândia y Piranhas.

El río tiene en ese tramo de alrededor de 300 metros un desnivel de 85 metros. El gasto característico de estiaje en ese lugar es de 800 metros cúbicos por segundo.

### 2. Estudios de la catarata de Paulo Afonso

En los mapas diseñados por la Comisión Halfeld se establecieron, con bastante aproximación, la planta y el perfil de São Francisco y en el tramo que dichos mapas abarcaban, se incluía la catarata de Paulo Afonso.

En 1921, un grupo de funcionarios de la Comisión de Estudio de Energía Hidráulica del antiguo Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil, hizo un levantamiento más detallado de la catarata de Paulo Afonso y de la de Itaparica, ubicada 50 km más arriba.

Entre 1942 y 1945, otro grupo de funcionarios de la División de Aguas, en que se había transformado aquella Comisión de Estudio de Energía Hidráulica, realizó investigaciones más detalladas de Itaparica y de Paulo Afonso, preparando un primer anteproyecto de aprovisionamiento de esta última.

Aproximadamente, desde 1925 hasta ahora, la División de Aguas ha estado realizando un estudio sistemático del régimen del São Francisco, que permite conocer su descarga en Paulo Afonso, en todas sus fases.

### 3. Aprovechamiento de Paulo Afonso

A principios de este siglo, Delmiro Gouvea, comerciante en cueros, pieles y algodón, residente en la locali-

dad de Pedra, hoy ciudad de Delmiro, del estado de Alagoas, resolvió establecer allí una fábrica de hilo de coser. Logró realizar su intento, y, para accionar su fábrica, iluminarla y bombear agua del São Francisco para satisfacer el consumo de la fábrica y de la localidad, construyó una central hidroeléctrica de 1 500 HP en la catarata de Paulo Afonso. Instaló una línea de transmisión de Paulo Afonso a Pedra y un sistema de tubería para el transporte del agua bombeada. La central y la fábrica fueron inauguradas en 1913, acontecimiento notable para esa época.

En 1945, la División de Aguas del Ministerio de Agricultura inició la construcción de una central para dos grupos generadores de 2 500 kVA cada uno, aprovechando la caída de Paulo Afonso, sobre la margen derecha de Riacho de Gangorra, afluente normalmente seco del São Francisco.

La central quedó terminada en 1948 con la instalación de sólo uno de los dos grupos de 2 500 kVA, siendo posteriormente transferida a la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco. Sirvió para el suministro de energía a las obras y servicios de construcción de la gran central que allí había instalado recientemente la Compañía.

### 4. Compañía Hidroeléctrica de São Francisco

#### a) Organización y constitución

Era un viejo anhelo de la población del Noroeste de Brasil, desde que fue posible por los adelantos técnicos y económicos transmitir energía eléctrica a gran distancia, aprovechar Paulo Afonso para el suministro de energía a esa región.

En 1945, siendo Ministro de Agricultura el Dr. Apolonio Salles y Presidente de la República el Dr. Getulio Vargas, y después de realizados los estudios y trabajos pertinentes por la División de Aguas de ese Ministerio, se dictaron los decretos leyes que autorizaban la organización de la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco, poniendo a su disposición un crédito por valor de 200 millones de cruzeiros, correspondiente a la mitad del capital que suscribiría el gobierno federal. También se dictó un decreto ejecutivo concediendo a la Compañía (CHESF) el aprovechamiento de la energía hidráulica del río São Francisco en el tramo comprendido entre Juazeiro y Piranhas (aproximadamente 500 km) comenzando con la explotación de Paulo Afonso y la concesión del derecho de suministrar energía eléctrica a una superficie de 511 000 km<sup>2</sup>,

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.20.

encerrada en una circunferencia con centro en Paulo Afonso y con un radio de 450 km.

Años después, bajo la Presidencia del General Eurico Gaspar Dutra y siendo Ministro de Agricultura el Dr. Daniel de Carvalho, se pusieron en práctica esos instrumentos jurídicos para llevar a cabo los objetivos señalados.

El 15 de marzo de 1948 se efectuó la Asamblea General de los Accionistas de la Compañía, a fin de constituirla legalmente y elegir sus órganos directores.

Comenzó entonces la CHESF a trabajar como sociedad de economía mixta, realizando los estudios, proyectos, obras, instalaciones y servicios necesarios para cumplir con sus finalidades.

#### b) Proyecto de la Central

La forma del río São Francisco en la parte superior de la zona de la catarata de Paulo Afonso, era extremadamente compleja: un archipiélago formado por numerosas islas, algunas de pura roca, desgastadas por la erosión, y otras de tierra cubierta de vegetación, a veces rodeadas de playas.

Una vez reunidos y estudiados los levantamientos topográficos, y ordenados los datos hidrológicos y geológicos, se indicaron varias soluciones para el aprovechamiento de la energía hidráulica disponible en esa catarata. La solución que se aceptó definitivamente comprendía dos diques con una extensión total de unos 4.2 km, con 26 compuertas y un vertedero con capacidad de descarga de 22 000 m<sup>3</sup> por segundo, superior en un 30 por ciento a la mayor descarga conocida.

La casa de máquinas es subterránea y aloja a 3 grupos generadores de 60 000 kW cada uno.

La parte eléctrica de la central sigue un esquema clásico: 3 alternadores trifásicos de 61 225 kVA, 13 800 V y 60 ciclos/seg, unidos a tres bancos de transformadores monofásicos de 3 × 22 500 kVA cada uno, que eleva la tensión de transmisión a 220 000 voltios. Los transformadores de servicios alimentados a 13 800 V están dispuestos en una dependencia de la casa de comando. En otra dependencia de ésta se instalarían los tableros de comando, control y protección de la central y del sistema de transmisión. Los servicios de comunicaciones con las subestaciones se proyectaron mediante el empleo de un sistema de onda portadora.

La casa de los transformadores, con su eje colocado a continuación del eje de la casa de comando, en el mismo plano vertical del eje de la casa de máquinas subterránea, contaría con el equipo necesario para el cambio de aceite de los transformadores, un taller mecánico y, en la parte superior, vigas para un puente grúa de 40 toneladas, útil para el transporte de material pesado de la casa de máquinas, con la entrada ubicada al nivel de la casa de transformadores.

#### c) Proyecto del Sistema de Transmisión

El proyecto del sistema de transmisión de la Central de Paulo Afonso, por razones de la distancia en-

**Cuadro 1**

SUBESTIMACIONES INCLUIDAS EN LA PRIMERA ETAPA

	kV	Inicial kVA	Actual kVA
Maceió (Al.) . . . . .	66/13.8	5 000	10 000
Aracaju (Se.) . . . . .	66/13.8	5 000	10 000
Pesqueira (Pe.) . . . . .	66/13.8	5 000	5 000
Caruaru (Pe.) . . . . .	66/13.8	5 000	5 000
Garanhuns (Pe.) . . . . .	66/13.8	5 000	5 000
Jaboatao (Pe.) . . . . .	66/13.8	5 000	5 000
João Pessoa (Pb.) . . . . .	66/13.8	5 000	10 000
Campina Grande (Pb.) . . . . .	66/13.8	5 000	10 000
Itabaiana (Pb.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Goiânia (Pe.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Riachuelo (Se.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
São Cristóvão (Se.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
Estancia (Se.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
Propriá (Se.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Carrapicho (Se.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
Juçaral (Pe.) . . . . .	66/13.8	2 500	5 000
Oratório (Pb.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Carpina (Pe.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Río Largo (Al.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
Limociro (Pe.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
Río Tinto (Pb.) . . . . .	66/13.8	2 500	5 000
Santa Rita (Pb.) . . . . .	66/13.8	2 500	2 500
N. S. das Dores (Se.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000
Areia (Pb.) . . . . .	66/13.8	5 000	5 000
São Lourenço da Mata (Pe.) . . . . .	66/13.8	1 000	2 500
Pilões (Pb.) . . . . .	66/13.8	1 000	1 000

tre la catarata y los principales centros consumidores de la energía allí producida —405 km a Recife y 456 a Salvador— y la pequeñez relativa de las cargas en ellos previstas, implican problemas técnicos de difícil solución.

Para decidir acerca de las características de las líneas principales y de las líneas secundarias que constituían la primera etapa del proyecto —líneas principales para Salvador y Recife, con subestaciones terminales y las subestaciones intermedias de Angelino e Itabaiana; líneas secundarias que partían de Angelim a Garanhuns, Pequeira, Caruaru y Maceió; líneas secundarias desde Itabaiana a Aracaju y Propriá y otras desde Recife a Campina Grande y João Pessoa, con sus respectivas subestaciones— se hicieron, después de los trabajos preliminares necesarios, los estudios para dar la tensión de transmisión de 220 kV y dotar a cada subestación de cierto equipo. En la primera etapa se incluyeron las subestaciones indicadas en el cuadro 1.

#### d) Inauguración del Sistema de Paulo Afonso

Terminada la instalación de las primeras unidades generadoras de la Central de Paulo Afonso; concluida desde 1953 la instalación de las líneas de transmisión para Salvador y Recife; finalizadas la instalación de la subestación elevadora en Paulo Afonso, de la casa de comando y de la casa de los transformadores,

y la instalación de las subestaciones reductoras para esas dos ciudades, el 15 de enero de 1955 se inauguró y puso en funcionamiento el sistema de la CHESF, por el entonces Presidente de la República, Dr. João Café Filho.

En el año 1955, se terminó en la sala de máquinas de la Central de Paulo Afonso, la instalación del tercer y último grupo generador de la primera etapa, de 60 000 kW como los otros dos, con todos sus accesorios: el tercer grupo de transformadores de la subestación elevadora, los dos circuitos para la iluminación de las represas y para accionar las compuertas, y los circuitos del sistema telefónico.

En 1955, el gobierno federal entregó a la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco la central termoeléctrica de Cotegipe, ubicada aproximadamente a 30 km de Salvador, con una potencia instalada de 20 000 kW. Esta central emplea como combustible el gas natural de Aratu, en el estado de Bahía.

#### e) Evolución del mercado consumidor de la energía suministrada por CHESF

La producción y las demandas máximas de las Centrales de Paulo Afonso y de Cotegipe evolucionaron de la manera indicada en el cuadro 2 entre los años 1955 y 1960.

La Central de Cotegipe suministra energía eléctrica al tramo electrificado de la vía férrea federal del este del Brasil (Salvador y Alangoinhas), para el abastecimiento de la ciudad de Alangoinhas y para atender a la ciudad de Salvador en las horas de demanda máxima.

También suministran energía a Salvador la Compañía de Energía Eléctrica de Bahía, su central hidroeléctrica de Bananeiras y la central térmica de Preçuça, en Salvador.

En Recife, Maceió y Aracaju se paralizaron las centrales térmicas que antes de iniciarse el suministro de energía por la CHESF, abastecían a las tres ciudades mencionadas.

Cuadro 2

#### PRODUCCIÓN Y DEMANDA MÁXIMA DE PAULO AFONSO Y COTEGIPE, 1955-1960

Año	Central Paulo Afonso		Central de Cotegipe	
	Producción (MWh)	Demanda máxima (MW)	Producción (MWh)	Demanda máxima (MW)
1955 . . .	225 740	69	7 952	13
1956 . . .	339 547	91	13 398	14
1957 . . .	444 204	118	13 745	12
1958 . . .	585 438	144	17 581	11
1959 . . .	725 903	168	28 363	16
1960 * . .	543 254	182	17 693	17.8

\* Las cifras de 1960 corresponden al periodo comprendido entre el 1º de enero y el 31 de agosto.

En João Pessoa funcionó hasta el año pasado la central termoeléctrica local.

La política de abastecimiento de energía eléctrica que ha puesto en práctica la CHESF, ha sido la de suministrar energía a los distribuidores locales, abasteciendo directamente sólo a los grandes consumidores de la industria, dentro de la zona de concesión. Podrá, sin embargo, hacer la distribución directamente o a través de sus subsidiarias.

El sistema de transmisión de la CHESF se ha ido ampliando, siendo en la actualidad el siguiente:

kV	km
de 220 . . . . .	861
de 132 . . . . .	270
de 66 . . . . .	1 192
de 44 . . . . .	252.8
de 33 . . . . .	103.5
de 13.8 . . . . .	249.6

#### Subestaciones reductoras:

Número:

- 4 en el sistema principal
- 41 en el sistema secundario

Capacidad:

- 200 000 kVA en el sistema principal
- 113 000 kVA en el sistema secundario

Seccionadoras:

22

#### f) Ampliación del sistema de la CHESF

Factores determinantes para proyectar en seguida, después de haber dado término a la parte fundamental de la primera etapa de su programa, un vasto plan de ampliación de sus actividades, susceptible de extenderse posteriormente, han sido las necesidades apremiantes y evidentes de energía eléctrica en varias zonas del Noreste, dentro y fuera de la esfera de acción otorgada a la CHESF; los anhelos de progreso económico y bienestar social de los habitantes de la zona, mal abastecida de ese elemento fundamental para el progreso, y el aumento extremadamente rápido del consumo de las zonas abastecidas por el sistema de transmisión instalado en un comienzo por la CHESF y previsto en los estudios realizados por ella.

En líneas generales, el programa de ampliación actual, que se está efectuando en forma progresiva, es el siguiente:

1) Construcción de una segunda represa, una segunda casa de máquinas con la instalación de dos grupos generadores de 65 000 kW cada uno; una segunda casa de comando y una segunda subestación elevadora en Paulo Afonso.

2) Construcción de una segunda línea troncal de transmisión para 220 kV, de Paulo Afonso a Recife, de circuito doble, y 405 km de extensión, en la misma banda de la anterior.

3) Construcción de una línea troncal para 220 kV,

de Paulo Afonso a Milagros, en Ceará, de 225 km de extensión.

4) Construcción de una línea troncal para 220 kV, entre Angelim y Campina Grande, en el estado de Paraíba, con 200 km de extensión.

5) Construcción de una línea troncal de transmisión para 132 kV, en circuito doble de Campina Grande a Santa Cruz, en el estado de Río Grande del Norte, de 120 km de extensión.

6) Continuación de la línea de 220 kV de Milagros hasta la represa de Banabui, con 200 km.

7) Construcción en el estado de Ceará, de 249 líneas de transmisión para 66 kV, que parten de la subestación de Milagros.

8) Construcción, en el estado de Río Grande del Norte, de 241 líneas de transmisión, para 132 kV, que parten de la subestación de Santa Cruz, además de 422 km de líneas de transmisión para 66 kV, que arrancan de varias subestaciones reductoras de 132-66 kV.

9) Construcción de una línea troncal para 132 kV, entre Paulo Afonso y Macururé, con una extensión aproximada de 100 km. Desde Macururé habrá una derivación que continuará hasta Cabrobó, de 85 km de largo en la margen izquierda del río São Francisco, y otra para Barro Vermelho, de 90 km de extensión, desde donde partirán dos derivaciones, también de 132 kV, una para Juazeiro de Petrolina, en el río São Francisco, y otra para Senhor do Bonfim, de 85 y 125 km de extensión respectivamente. Desde Cabrobó, arrancarán dos líneas de 66 kV que correrán a lo largo del São Francisco, hasta Petrolina y Juazeiro aguas arriba, y hasta Belén, aguas abajo, siguiendo otra para Salgueiro, Bon Nome, Serra Talhada y Triunfo. Desde los terminales de esas líneas arrancarán otras de 13.8 kV para atender el suministro de otras localidades.

10) Duplicación de la línea troncal de transmisión desde Paulo Afonso a Itabaiana (Se.), que continuará hasta un lugar, aun no determinado, del Reconcavo Baiano.

11) Ampliación de la capacidad de algunas subestaciones existentes e instalaciones de nuevas subestaciones reductoras, representando las ampliaciones una capacidad adicional de 297 MVA y, las nuevas subestaciones, una capacidad adicional de 543 MVA.

12) Línea Banabuí-Fortaleza, para 132 kV, con 200 km de extensión.

13) Mejoramiento del servicio de energía eléctrica en Fortaleza.

14) Ampliación de los sistemas menores de más de 512 km de líneas de transmisión de 66 kV y de las líneas de transmisión de 13.8 kV. Se llama sistemas menores a los formados por líneas de transmisión, subestaciones reductoras y redes eléctricas de distribución que reciben energía eléctrica del sistema del Este, actualmente en funcionamiento, y destinados a abastecer varias localidades de los estados de Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe y Bahía.

15) Instalación progresiva de cuatro grupos más de generadores, de 65 000 kW cada uno, en la segunda

casa de máquinas de Paulo Afonso e iniciación de la construcción de la tercera casa de máquinas.

En vista de las necesidades de ampliar la generadora de la Central de Paulo Afonso, se comenzaron en el mismo año de la inauguración de la primera etapa, los estudios y proyectos para su ampliación, comprendiendo ésta una segunda casa de máquinas, subterránea como la primera, destinada a albergar seis grupos generadores de 65 000 kW cada uno. Ya se inició la instalación de las dos primeras turbinas de la segunda casa de máquinas.

Se ha instalado el primer circuito de la línea de transmisión de Paulo Afonso a Recife y se halla en construcción la de Paulo Afonso a Milagros y de Angelim a Campina Grande, las tres también para 220 kV.

Otras líneas están en estudio y proyecto, abarcando varias regiones dentro de la zona de influencia de la CHESF.

Con el objeto de mejorar el abastecimiento de energía eléctrica de Fortaleza, capital de Ceará, la CHESF, por convenio firmado con la Prefectura de esa ciudad, e intervención de SUDENE (Superintendencia del Desarrollo del Nordeste), organismo del gobierno federal, pasó a administrar SERVILUZ, organismo de la Prefectura de Fortaleza, que administra y explota el abastecimiento de energía eléctrica de la ciudad. Por cuenta de SUDENE, adquirió SERVILUZ cuatro grupos diesel de 1 424 kW cada uno, que deberán quedar instalados en el presente año; construirá una terminal para el abastecimiento de petróleo, e iniciará la transformación de la red de distribución de energía eléctrica.

Para el año 1961 está prevista la adquisición e instalación por SERVILUZ, con recursos proporcionados por SUDENE, de dos unidades termoeléctricas de 10 000 kW.

El plan de ampliación de la CHESF prevé la instalación de cuatro nuevas unidades generadoras, de 65 000 kW cada una, además de las dos que están actualmente en proceso de instalación en la segunda casa de máquinas.

Quedará así esta segunda casa de máquinas con una capacidad instalada de  $6 \times 65\,000 = 390\,000$  kW, que, unida a la capacidad instalada de la primera casa de máquinas de 180 000 kW, le dará a la Central de Paulo Afonso una potencia instalada total de 570 000 kW.

Como los pronósticos ya mencionados indicaron que, probablemente, a partir del año 1965, la zona de atención exigirá una potencia superior al total indicado, y como la regularización del caudal del río São Francisco lograda mediante el embalse de Tres Marias, en el estado de Minas Gerais, asegurará en Paulo Afonso una descarga característica de estiaje muy superior a la actual —800 metros cúbicos por segundo—, se ha previsto la iniciación, en el segundo semestre de 1961, de la construcción de la tercera casa de máquinas de la Central de Paulo Afonso, posiblemente para seis grupos generadores de 105 000 kW cada uno.

g) *Financiamiento de las obras, instalaciones y servicios de CHESF*

Las obras, instalaciones y servicios anexos ejecutados por esta empresa, han sido financiados con capital propio, por medio de empréstitos y con "partes beneficiarias" tomadas por el gobierno de la Unión, por financiamientos convenidos con las empresas proveedoras de equipos y, a partir de 1955, con los ingresos de la empresa y la utilización de las reservas.

El capital inicial de la empresa era de 400 millones de cruceros, de los cuales 200 correspondían a acciones ordinarias suscritas por el gobierno federal y los otros 200 a acciones preferenciales tomadas por terceros, incluso los gobiernos estatales y municipales, con un valor nominal de cada acción, tanto de las ordinarias como de las preferenciales, de 1 000 cruceros.

De acuerdo con la ley que autorizó la creación de la Compañía, la cancelación total del valor de las acciones suscritas se efectuará en siete años, pagándose el 10 por ciento al contado, en el momento de suscribirse las acciones, y, el resto, en cuotas anuales del 15 por ciento.

Para dar al desarrollo de los trabajos el ritmo necesario, era indispensable disponer de mayores recursos financieros en menos tiempo.

Para este efecto se adoptaron tres medidas: solicitar al gobierno federal autorización para contratar, con su garantía, un empréstito de 15 millones de dólares en el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento; solicitar al gobierno, enterar en 1950 el capital de 200 millones de cruceros, suscrito por la Unión, y solicitar un aumento del capital que ésta tenía invertido en la CHESF de 200 millones de cruceros.

El presidente Eurico Gaspar Dutra acogió esas peticiones y envió al Congreso Nacional los mensajes en que solicitaba las medidas correspondientes, peticiones que fueron pronta y favorablemente atendidas.

Las dos primeras medidas fueron aprobadas por las leyes N° 962 y 963, del 8 de diciembre de 1949, y la tercera petición fue concedida aumentando el capital que poseía la Unión en la CHESF a 400 millones de cruceros que sería enterado en cuotas anuales de 100 millones, las que fueron incluidas en el presupuesto de la Unión a partir del ejercicio de 1950, dentro del conjunto de medidas conocidas con el nombre de Plan Salte (Salud, Alimentación y Transporte).

Después de las gestiones correspondientes con el Banco Internacional, dirigidas en un principio por el director Carlos Berenhauser, Jr., y continuadas por el director Octavio Marcondes Ferras, quien presentó y justificó ante el cuerpo técnico de ese Banco el proyecto de la CHESF, y después de ser visitados los trabajos por dos misiones del Banco —la misión Wheeler y la misión Delmuth—, se firmó en Wáshington el 26 de mayo de 1950 el convenio del empréstito de 15 millones de dólares.

Es conveniente mencionar aquí que el proyecto elaborado por la CHESF en 1948-49 era mucho más vasto que el anteproyecto original realizado por la Di-

visión de Aguas, cuyo presupuesto en 1945 era de 4 000 millones de cruceros.

Para el desarrollo del plan elaborado por la CHESF y para la ampliación continua del mismo, que se hizo necesaria, se consultaron recursos financieros suplementarios.

En virtud de la ley 2404 del 13 de enero de 1955, el gobierno de la Unión fue autorizado para suscribir 800 millones de cruceros en "partes beneficiarias" emitidas por la CHESF, medida que fue solicitada al Congreso por el Presidente Getulio Vargas. En virtud del decreto 37426, del 3 de junio de 1955, dictado por el Presidente Café Filho, se abrió un crédito de 300 millones de cruceros para la adquisición en 1954 de las "partes beneficiarias". En virtud de la ley 2678, del 8 de diciembre de 1955, se abrió un crédito para que la tesorería nacional adquiriese la parte correspondiente al ejercicio de 1955, y se incluyó en el presupuesto de la Unión de 1956 el crédito necesario para la adquisición de las "partes beneficiarias" en ese ejercicio, por un valor ascendente a 250 millones de cruceros.

El 12 de octubre de 1956, el presidente Juscelino Kubitschek de Oliveira autorizó la contratación de un empréstito por valor de 15 millones de dólares con el Banco de Exportación e Importación (EXIMBANK); un aumento del aporte del gobierno de la Unión en la CHESF por valor de 800 millones de cruceros en acciones ordinarias; la contratación de un empréstito por valor de 500 millones de cruceros con el Banco Nacional de Fomento Económico, y la utilización de las reservas para depreciación de la CHESF por valor de 300 millones de cruceros.

El contrato con el EXIMBANK se firmó el 22 de octubre de 1957, estando representada la CHESF en las negociaciones, de acuerdo con lo establecido por la misión Lucas Lopes, y le cupo al director comercial de la Compañía, señor Carlos Berenhauser, Jr., finalizar la operación.

En los años sucesivos, entre 1950 y 1960, la CHESF recibió de la Comisión del Valle del São Francisco, para la construcción de las líneas de transmisión y las subestaciones del sistema secundario en la zona de la cuenca del río, la suma total de 101.6 millones de cruceros; del Ministerio de Agricultura, entre 1957 y 1960, 293 millones de cruceros; del Ministerio de Vialidad y Obras Públicas, entre 1954 y 1960, 569.5 millones de cruceros, y de la Superintendencia del Desarrollo del Noroeste 128.6 millones.

De todas estas cantidades quedó constancia en los presupuestos de la Unión en los ejercicios financieros ya mencionados.

Finalmente, para la realización del Plan de Expansión expuesto con anterioridad, se dispuso el siguiente financiamiento:

1) Un aumento del aporte de capital de la Unión a la CHESF, por valor de 5 700 millones de cruceros, que sería completado en siete años, en cuotas anuales de acuerdo al plan establecido en virtud del decreto 46415, del 13 de julio de 1959, a cuenta del cual ya

fueron pagadas las cuotas previstas para 1959 por valor de 4 000 millones de cruzeiros, y para 1960 por valor de 800 millones.

2) Reinversión de las reservas de depreciación correspondientes a los años 1960, 1965 y 1966.

3) Reinversión de las ganancias correspondientes a los ejercicios de los años 1962 a 1966.

4) Un empréstito de por lo menos 60 millones de dólares que deberá ser gestionado oportunamente.

5) Los recursos propios de la Superintendencia de Desenvolvimiento del Noroeste —SUDENEX— de acuerdo a lo establecido por la ley 3692, del 15 de diciembre de 1959, por un total de 6 000 millones de cruzeiros para el período 1961-65, además de una suma de 9 631.9 millones de cruzeiros que será consignada al presupuesto general de cada año, de acuerdo con los términos del proyecto de ley sometido a la consideración del Congreso Nacional por el Presidente de la República, en calidad de Primer Plan Maestro de SUDENE.

Se están reuniendo los elementos necesarios para iniciar las negociaciones de la contratación de un empréstito de, por lo menos, 60 millones de dólares.

Ese empréstito podría incluirse en el programa de fomento del desarrollo de los países de América Latina, acordado en la reunión recientemente celebrada en Bogotá.

#### *h) Energía hidráulica disponible en la zona de Paulo Afonso*

Aproximadamente 50 km más arriba del lugar donde está situado Paulo Afonso, existe otra caída de agua en el río São Francisco, con un desnivel natural de 21 metros durante el período de estiaje.

El río São Francisco, desde la catarata de Paulo Afonso y hasta 50 km de su curso inferior, por un cañón angosto de una anchura media inferior a 100 metros, se desliza entre paredes a veces casi verticales y que se alzan a más de 100 metros sobre el nivel de las aguas.

El desnivel en ese tramo es de 130 metros más o menos, pero se concentra en los primeros 30 km a contar desde Paulo Afonso.

De ese desnivel se podrían aprovechar, descontada la interferencia perturbadora del aprovechamiento de Paulo Afonso, 120 metros.

Esos desniveles, sumados a los de Paulo Afonso, totalizan 222 metros.

Considerando un gasto de 1 255 m<sup>3</sup>/seg. en ese tramo del río, asegurado por la regularización de las Tres Mariás, tenemos ahí una potencia bruta de 2 786 100 kW.

Adoptando un gasto de 2 400 m<sup>3</sup>/seg. que se calcula obtener con la construcción del embalse de Sobradinho en el río São Francisco, 60 km aguas arriba de Juazeiro, los desniveles anotados permitirían obtener una potencia bruta total de  $2\,400 \times 222 \times 10 = 5\,328\,000$  kW.

Como no se podrá, sin embargo, realizar convenientemente el aprovechamiento de Itaparica sin la construcción de un embalse de grandes dimensiones, que, además de asegurar el aprovechamiento de la caída mayor, produciría una acumulación de agua de cierta importancia, considerando el poco declive del río aguas arriba de la catarata de Itaparica; dadas las características topográficas de esa zona de las márgenes del río en su curso superior, formadas por pendientes suaves, y como ciertamente, en un futuro tal vez un poco remoto, se construirá otro embalse en el mismo río, entre Cabrobó y Santa María de Boa Vista, podemos admitir, sin ser excesivamente optimistas, que las disponibilidades de energía hidráulica, una vez construidos estos embalses, además del de Tres Mariás ya casi terminado, serían aproximadamente 6 millones de kW en el tramo del São Francisco que va de Itaparica a Piranhas, con una extensión de 100 km, en cuyo centro está ubicada la catarata de Paulo Afonso, con una altura de 81 metros.

Ese tramo representa, por lo tanto, una de las mayores concentraciones de energía hidráulica disponibles en Brasil.

Una extensa zona del Noroeste y del Este del Brasil tiene así asegurada una abundante fuente primaria de energía para su desarrollo económico y para el bienestar de sus habitantes.

Con el ritmo de desarrollo existente en el Brasil en los últimos años y el interés creciente que demuestran los poderes públicos, tanto en la esfera federal como estatal por la rápida incorporación de aquellas regiones al ritmo de progreso que exhiben las del Centro y del Sur, ciertamente que habrá que acelerar los trabajos de ampliación de la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco.

### Anexo

#### OTRAS CARACTERÍSTICAS DE LAS OBRAS

##### *Urbanización*

La población actual, residencia de técnicos, funcionarios y operarios de varias categorías, cuenta con los servicios principales de una ciudad: vías públicas pavimentadas, redes de agua

potable, alcantarillado y energía eléctrica, parques y jardines públicos, etc.

Además de las casas destinadas a los funcionarios y operarios de diversas categorías dotadas de las comodidades básicas, se dispone de hospital, aeropuerto, mercado, iglesia, escuelas y

colegio, estación de radio, casa de huéspedes, casino, gimnasio, teatro, etc.

### Bocatoma y conductos forzados

En la zona de convergencia de los diques principales, tres cámaras provistas cada una de compuertas de servicio (sector), compuertas de emergencia y rejas, alimentan en forma independiente cada una de las tres tuberías de aducción. Estas, de 4.80 metros de diámetro, están excavadas en la roca y revestidas de acero. Tienen 110 metros de extensión aproximadamente, estando constituidas cada una por un tramo vertical, otro horizontal y un arco de circunferencia que los une.

### Primera casa de máquinas y túnel de descarga

Es subterránea, de 60 metros de largo, 33 de alto y 15 de ancho. El eje longitudinal de la caverna es perpendicular a los tramos horizontales de las tuberías de aducción y al túnel de descarga. Un pique vertical dispuesto en cada extremo, con montacargas y ascensores, facilitan el acceso del personal, el movimiento de equipos pesados, la ventilación y la salida de barras y cables conductores. Tres grupos generadores de 60 000 kW cada uno, de eje vertical, con turbinas Francis, convierten el potencial hidráulico en eléctrico.

Los difusores al pie de cada turbina provistos de sendas compuertas, convergen en una chimenea de equilibrio, de 14 metros de diámetro y 30.50 de altura, comunicada con el exterior mediante un pique vertical de 6.50 metros de diámetro que permite la circulación necesaria de aire. El túnel de descarga tiene 180 metros de longitud, con una sección circular de 10 metros de diámetro revestida en hormigón. En el exterior, sobre la casa de máquinas se encuentran la subestación transformadora y la casa de comando.

Para evitar desprendimientos de rocas del techo de la casa de máquinas, se construyeron cada 3 metros, una serie de arcos de concreto armado a lo largo de la caverna. En los planos verticales de los arcos y adosados a los paramentos verticales de la excavación, se dispusieron pilares del mismo material anclados en la roca con barras de acero.

### Líneas de transmisión y subestaciones

La primera etapa del sistema de transmisión quedó constituida por dos líneas troncales de 220 kV de Paulo Afonso a Recife con 405 km y de Paulo Afonso a Salvador con 456 km; en 66 kV se contó con las siguientes líneas:

Angelim-Maceio (112 km)  
 Angelim-Caruaru (81 km)  
 Angelim-Pesqueira-Garanhuns (83 km)  
 Recife-Goianinha (68 km); (en circuito independiente existe otra línea a 132 kV)  
 Goianinha-Campira Grande (111 km)  
 Goianinha-Jão Pessôa (57 km)  
 Itabaiana-Propirã (84 km)  
 Itabaiana-Aracaju (57 km), con derivación para Estancia (59 km)

Las capacidades y voltajes de las subestaciones correspondientes en su etapa inicial, fueron:

Recife	100 MVA, 220/132/66/13.8 kV
Angelim	16.7 MVA, 220/66 kV
Itabaiana	16.7 MVA, 220/66 kV
Salvador	33.3 MVA, 220/11 kV

Además las siguientes subestaciones menores de 66/13.8 kV:

	MW		MW
Aracaju (Se) . . . .	5	Carrapicho (Se) . .	2.5
Pesqueira (Pe) . . .	5	Juçural (Pe) . . . .	2.5
Caruáru (Pe) . . . .	5	Oratório (Pb) . . . .	1
Garanhuns (Pe) . . .	5	Carpina (Pe) . . . .	1
Jaboatao (Pe) . . . .	5	Río Largo (Al) . . .	2.5
João Pessôa (Pb) . .	5	Limoeiro (Pe) . . . .	2.5
Campina Grande (Pb)	5	Río Tinto (Po) . . .	2.5
Itabaiana (Pb) . . . .	1	Santa Rita (Po) . . .	2.5
Goiana (Pe) . . . . .	1	N. S. das Dores (Se)	1
Riachuelo (Se) . . . .	1	Areia (Pb) . . . . .	5
São Cristovao (Se) .	2.5	S. Lourenço de Mata	
Estancia (Se) . . . .	2.5	(Pe) . . . . .	1
Propia (Se) . . . . .	1	Pilões (Pb) . . . . .	1

### Detalles de la construcción

Se construyeron importantes caminos de servicio para atender las obras, incluyendo algunos puentes entre los que destacan uno de 645 metros de largo y otro de 420. Las obras de hormigón del dique Oeste (insumergible) se iniciaron en agosto de 1949, y demandó hasta su conclusión 194 000 m<sup>3</sup> de hormigón, sumando las excavaciones correspondientes 211 000 m<sup>3</sup>.

En los brazos principales del río se ubicaron los diques de compuertas planas (Principal 6, Quebra 8, Tacuarí 6 y Capuxu 2). El brazo Principal, el más profundo, era por el que fluía el mayor caudal en forma permanente. Sobre él, se dispuso la bocatoma de la primera casa de máquinas. Para las bocatomas de las otras dos, una parte del dique Este y otra del Oeste se construyeron con carácter provisional para ser demolidas cuando tuviere que proseguirse con aquéllas, dejando listos los espigones de partida de las obras correspondientes. Actualmente la segunda bocatoma está también concluida.

La construcción de las fundaciones de los machones de compuertas en el brazo principal, constituyó un problema particularmente difícil que fue resuelto hábilmente por el cuerpo técnico de CHESF, encabezado por el ingeniero Marcondes Ferraz, mediante el empleo de tablaestacas de acero y un enrocado provisional hecho entre mallas de hierro. La ingeniosa organización de las faenas se planeó con ayuda de modelos experimentados en un laboratorio hidráulico.

En períodos de estiaje ese brazo tenía un ancho medio de 120 metros con profundidades máximas de 17 metros en un lecho rocoso muy irregular y abrupto.

El problema de las excavaciones subterráneas fue, después del indicado anteriormente, el que exigió mayor atención y cuidado. El volumen de roca extraída en estas labores alcanzó a 70 000 m<sup>3</sup>.

Tales excavaciones presentaron aspectos variados en forma y dimensiones: 3 piques verticales de aducción de 4.8 metros de diámetro seguidos de curvas en planos verticales; otros dos piques verticales de 6.5 metros de diámetro con 76 metros de profundidad, tuvieron por fin el movimiento de la carga pesada y otro de 81 metros de profundidad, ampliado más tarde a 14 metros de diámetro hasta cierta altura constituyó la chimenea de equilibrio; la caverna de la casa de máquinas; las galerías para los difusores con curvas horizontales y el túnel de descarga, además de otro pique vertical de 8.5 × 2.0 metros destinado al ascensor definitivo del personal y a la salida de conductores y cables.

Las excavaciones y extracción de la roca se realizaron por los piques de 6.5 metros de diámetro perforados de arriba hacia abajo en toda su extensión.

Un montacargas tenía como extremo inferior de su recorrido la base de los caracoles de las turbinas, y podía también detenerse y cargar al nivel de la bóveda de la casa de máquinas. Otro llegaba al extremo inferior de su recorrido, el salero del túnel de descarga, y podía detenerse a cargar también al nivel de los caracoles de las turbinas.

Se emplearon las técnicas suecas de perforación con martillos neumáticos pequeños, dotados de inyección de agua, usando brocas de acero con puntas de carburo de tungsteno. Los rendimientos medios fueron de 7 metros/hora en perforación vertical hacia abajo y de 5 metros/hora en perforación horizontal. Mayores detalles sobre la disposición de las galerías de avance en la caverna principal, y las disposiciones adoptadas para la excavación del túnel de descarga donde se encontró roca de peor calidad, pueden consultarse en publicaciones de la revista "Arquitetura e Engenharia" escritas por el ingeniero Domingos Marchetti.

A fines de 1954, quedaron en condiciones de operar las dos primeras unidades (120 MW) de la central, y a fines del año siguiente la tercera unidad, contando desde entonces esta primera planta con su capacidad de 180 MW.

#### *Ampliaciones*

La segunda casa de máquinas, también subterránea, que está ya muy avanzada en su construcción, se encuentra al este de la primera. Ha sido proyectada para albergar seis grupos genera-

dores de 65 MW cada uno. Consta de dos secciones para tres unidades cada una. A cada sección corresponde una chimenea de equilibrio y un túnel de descarga. Las dimensiones de los diversos elementos de cada sección son similares a los de la primera casa de máquinas ya descrita. En general, el proceso de construcción ha sido igual al de la anterior. La segunda casa de comando, exterior como la primera y alineada con ella, consta de 4 pisos.

Los bancos transformadores correspondientes serán seis, constituidos por 3 unidades monofásicas de 25 MVA cada uno, a 13.8/22/132 kV, alimentando 6 salidas de 220 kV.

También las estructuras de la respectiva bocatoma están casi terminadas.

En las líneas de transmisión, según la importancia de ellas y las sollicitaciones mecánicas a que dan lugar, se emplean ampliamente estructuras de acero galvanizado o torres de concreto metálicas para los elementos de alineamiento y estructuras de acero para los elementos de transposición y anclaje.

Cabe destacar que los únicos trabajos importantes de construcción contratados con terceros fueron algunas líneas de 220 kV, tramos de las de 66 kV y unas cuantas subestaciones. Todo el resto fue obra directa de CHESF.



## LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL BRASIL

por Carlos Berenhauser, Jr.\*

### 1. La economía de los servicios eléctricos

Por bien conocidos que sean, vale la pena recordar algunos conceptos básicos sobre la economía de los servicios eléctricos, ya que presentan rasgos característicos que imprimen una fisonomía bastante peculiar a este ramo de la actividad económica.

En primer lugar, se trata de un servicio público de relevante interés social, pero que no debe perder su definido carácter industrial en beneficio de su eficiencia y, en último término, de la propia población servida.

Como servicio público no podrá esta actividad dejar de ser controlada por los poderes públicos, y como industria procurará obtener la máxima rentabilidad de capital invertido. Se trata de conseguir una posición ideal de equilibrio, no siempre fácil de alcanzar en la práctica, puesto que, por un lado, los poderes públicos tienen la tendencia a exagerar su control mediante la reducción forzosa de las utilidades, y por otro, la empresa, a buscar utilidades indiscriminadamente. Cualquiera de estos dos extremos, en último análisis, sólo podrá perjudicar la prestación de un servicio eléctrico conveniente.

La industria de la energía eléctrica se caracteriza por las grandes inversiones requeridas y por la baja rotación del capital. En el Brasil, la relación entre la producción y el capital figura entre las más bajas, siendo del orden de  $\frac{1}{4}$ . En sistemas en desenvolvimiento, los valores son aún menores.

Otro aspecto importante de la industria de la energía eléctrica es que necesita expansión permanente para atender la demanda siempre en aumento de su producción.

Tiene además la obligación de atender a todos los pedidos de suministro de energía eléctrica en su zona de concesión. Sin embargo, el financiamiento para las expansiones permanentes debe provenir, en gran parte, de recursos obtenidos fuera del ámbito de la propia empresa.

En un régimen de libre empresa, lo normal es recurrir al mercado de capitales, pero, en ciertos países, incluso el Brasil, los servicios eléctricos han tenido gran dificultad en dicho mercado por efecto de la baja rentabilidad y largo plazo de vencimiento de las inversiones. Es esta situación, sobre todo, la que ha inducido a los poderes públicos a intervenir cada vez más en el sector de la energía eléctrica. Esa tendencia se acentúa en los países en proceso de desarrollo,

en donde los capitales particulares encuentran con facilidad aplicaciones más provechosas.

Un aspecto frecuente en los aprovechamientos hidroeléctricos, y de importancia en el caso del Brasil, es la necesidad de grandes inversiones iniciales por el hecho de que las obras civiles deben ser calculadas y ejecutadas para la etapa final del aprovechamiento. Como ejemplos característicos se pueden presentar los casos de Paulo Afonso y Furnas, en donde la capacidad generadora instalada inicialmente corresponde apenas a una fracción de la capacidad final.

Otra característica de la industria, es la imposibilidad de almacenar su producto. Por ello, la empresa debe tener sus instalaciones, especialmente las de producción y transmisión, ajustadas en sus dimensiones a la atención de las demandas de carga máxima, muchas veces por períodos de duración relativamente corto. De ahí la baja utilización de la capacidad instalada, lo que influye sustancialmente sobre el precio final del producto. Entonces, las empresas buscan medios de estimular una mejor utilización de su capacidad, alentando el consumo fuera de horas de carga máxima, ofreciendo, por ejemplo, tarifas más bajas. Nótese además que la necesidad de asegurar servicio ininterrumpido obliga a la empresa a mantener cierta cantidad de reserva. Ésta, a su vez, contribuye a bajar aún más la utilización final del conjunto de las instalaciones.

Conviene aclarar que lo que se observa en el sistema también se aplica al consumidor individual, especialmente al gran consumidor industrial. Y es simplemente por esta razón por lo que dentro de un sistema adecuado de tarifas, un consumidor con elevada utilización de demanda máxima se beneficia con un precio unitario por kWh que puede ser dos o tres veces menor que el resultante de la aplicación de las mismas tarifas a un consumidor de baja utilización de carga máxima, lo que suele dar origen a muchas quejas e incomprensión de parte de un público que no siempre está al tanto de los hechos reales.

En virtud de estas razones de orden técnico y económico, los servicios eléctricos constituyen un monopolio natural. Toda competencia, aunque fuese técnica y físicamente posible, solamente tendría un efecto contraproducente por la superposición de instalaciones ya de por sí costosas y que, por lo mismo, redundaría en un alza en el costo de servicio. A causa de este monopolio de hecho, surgió la reglamentación de la industria eléctrica por los poderes públicos.

En el caso particular del Brasil, el control de las

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.03.

empresas de electricidad es de la competencia del gobierno federal, de modo que la reglamentación atañe a todas ellas por igual, no habiendo la más mínima discriminación entre empresas particulares y gubernamentales. La legislación brasileña sobre la materia será estudiada más adelante, tratándose aquí apenas de enfocar algunos aspectos económicos de la reglamentación.

Los puntos más importantes son los siguientes:

a) Adopción del criterio del costo histórico para la evaluación de los bienes de producción de la industria (inversión), entendiéndose por costo histórico el importe real y comprobadamente pagado por el concesionario según su contabilidad.

b) Estipulación de la utilidad como porcentaje fijo (10 por ciento) sobre la inversión depreciada.

c) Depreciación de los bienes en servicio considerada en función del costo histórico.

d) Reversión del patrimonio de la empresa a los poderes públicos al término del plazo de la concesión, disponiéndose sin embargo que se proceda a la amortización del capital durante la vigencia de ésta.

e) Expropiación de la concesión, en cualquier momento, por razones de interés público, previo pago de la indemnización correspondiente.

f) Obligatoriedad de contabilizar en moneda nacional los gastos en moneda extranjera que concurren a la constitución de la inversión, hecha la conversión a moneda nacional a la tasa de cambio vigente en el momento de que se trate y sin derecho a posterior reajuste.

g) Prescripción de un sistema de contabilidad uniforme para todas las empresas.

h) Fiscalización permanente de la contabilidad y rendición de cuentas anual.

i) Fijación de las tarifas sobre la base de un servicio en que se consideren los costos, con el objetivo de garantizar un servicio adecuado y la estabilidad financiera de la empresa.

j) Revisión de tarifas cada tres años.

k) Prohibición de aplicación de criterios preferenciales al aplicar las tarifas entre consumidores que se encuentran en igualdad de condiciones de utilización del servicio.

El costo del servicio que sirve de base para el cálculo de las tarifas comprende:

a) Gastos de explotación, incluso de producción, transmisión, distribución y gastos generales de administración.

b) Cuota de depreciación.

c) Cuota de amortización o reversión.

d) Remuneración de la inversión.

e) Tasas de ajuste para cubrir variaciones en los gastos, con:

i) divisas para atender al servicio de las deudas,

ii) salarios,

iii) combustible,

iv) energía comprada.

La principal observación que cabe hacer es que, a consecuencia del criterio del costo histórico y de la conservación de las tasas fijas para el cómputo de la

utilidad y de la depreciación, la desvalorización de la moneda brasileña está acarreado una disminución correspondiente de las tasas reales de utilidad y depreciación. En esta forma, se ha reducido progresivamente la rentabilidad en este sector, lo que se traduce en pérdida del interés por parte del inversionista particular y en la participación directa del fisco en los servicios eléctricos, aun en aquellos casos en que podrían ser atendidos convenientemente por empresas privadas. Esta circunstancia dificulta, en cierto modo, la expansión del sector de la energía eléctrica en el Brasil, tendiendo a recaer principalmente sobre el gobierno, en todos sus escalones, la gran responsabilidad del financiamiento del sector eléctrico y de su explotación.

## 2. Legislación brasileña sobre energía eléctrica

### a) Código de Aguas

El Código de Aguas (decreto 24643, de 10 de junio de 1934) es la ley básica sobre aguas y energía eléctrica. Basado en principios que ya por aquel entonces gozaban de la aprobación de los Constituyentes de 1934, trasladó definitivamente a la esfera de competencia de la Unión tan importantes sectores de actividad.

Los asuntos relativos a la clasificación de las aguas, su dominio, derecho de propiedad, servidumbre, etc., están reunidos en el libro I; los que regulan el aprovechamiento de las aguas, competencia administrativa, etc., están tratados en el libro II; el aprovechamiento de la energía hidráulica y la reglamentación de la industria hidroeléctrica, por su importancia, fueron tratados específicamente en el libro III.

Las atribuciones del Servicio de Aguas, en el Departamento Nacional de Producción Minera del Ministerio de Agricultura, posteriormente transformado en la actual División de Aguas del mismo departamento, quedó definida por el Código de Aguas, que también consultaba, en su artículo 200, la creación del actual Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica.

Los puntos principales del libro III que reglamentó la industria hidroeléctrica son los siguientes:<sup>1</sup>

1) Las caídas de agua u otras fuentes de energía hidráulica fueron consideradas bienes inamovibles y como objetos separados y no integrantes de las tierras en que se encuentran. En esta forma, la propiedad de la superficie no incluye el agua, la cuenca del curso de agua en el trecho en donde se encuentra la caída, ni la respectiva energía hidráulica para los efectos de su aprovechamiento industrial.

2) El aprovechamiento industrial de la energía hidráulica quedó subordinado a un régimen de concesión y autorizaciones otorgadas por el gobierno fede-

<sup>1</sup> Resumen hecho en MINAS-RIQUEZA DA TERRA-AGUAS (Separata de O Observador Económico e Financeiro, publicado de octubre a noviembre de 1952), por Antonio José Alves de Souza.

ral y, en ciertos casos, previa concurrencia de ciertas condiciones, por los gobiernos estatales.

3) Las empresas que ya hacían explotaciones de energía hidráulica debieron manifestar al gobierno federal los aprovechamientos que tenían en uso, a fin de poder continuar prestando servicios sin nueva concesión.

4) Las concesiones son otorgadas por un plazo de 30 a 50 años como máximo, volviendo, al término del plazo, a poder del fisco, con indemnización o sin ella, según estuviere estipulado en el contrato respectivo, los bienes inherentes a dichas concesiones.

5) Los contratos de explotación de energía hidroeléctrica vigentes al ser promulgado el Código de Aguas serían revisados para encuadrarlos dentro de las nuevas normas legales.

6) Las tarifas de suministro de energía hidroeléctrica deberán ser revisadas cada tres años, con el objeto de asegurar la estabilidad financiera de las empresas abastecedoras de dicha energía, impedir las utilidades excesivas, prohibir las preferencias injustificadas entre consumidores de igual clasificación y garantizar la remuneración de la empresa sobre su inversión de acuerdo al costo histórico.

7) El gobierno federal podrá, en cualquier momento, por razones de interés público, expropiar las empresas existentes, pagándoles el capital realmente invertido, previas las deducciones que correspondan por concepto de depreciación y amortización.

8) El gobierno federal podrá ordenar la interconexión de las centrales, en caso de que la medida se estime necesaria para el interés público.

9) El gobierno federal ejercerá severa fiscalización técnica, contable y financiera sobre las empresas productoras y abastecedoras de energía hidroeléctrica, con el objeto de: a) exigirles que presten un servicio adecuado; b) garantizar que las tarifas fijadas para la prestación de los servicios sean razonables; c) garantizar la estabilidad financiera de las empresas.

#### b) *Leyes complementarias al Código de Aguas*

Las principales leyes posteriores al Código de Aguas serán brevemente examinadas en las líneas siguientes:

—El decreto-ley 852, de 11 de noviembre de 1938, fue dictado especialmente para introducir en el mismo Código las modificaciones reclamadas por la Constitución de 1937, más centralista que la de 1934. También, en su artículo 23 fue establecida una frecuencia uniforme de 50 ciclos por segundo en todo el territorio nacional, con la obligación de que dicha frecuencia uniforme fuese implantada dentro de un plazo de ocho años improrrogable. Esa disposición no pudo ser aplicada por las dificultades para obtener equipos a causa de la segunda guerra mundial, durante la cual fue necesario permitir la expansión de las instalaciones existentes en ambas frecuencias, esto es 50 y 60 ciclos por segundo.

Además, la frecuencia de 60 ciclos por segundo

es la que ya predominaba en el Brasil, situación que se acentuó aún más después de la segunda guerra mundial. Actualmente, operan con frecuencia de 50 ciclos sólo las centrales que atienden al estado de Guanabara y a ciertas regiones del estado de Río de Janeiro, así como al estado de Río Grande del Sur en su conjunto, y en algunas centrales aisladas en el país.

—El decreto-ley 1285, de 18 de mayo de 1939, creó el Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 200 del Código de Aguas. Más tarde, fue modificado por el decreto-ley 1669, de 24 de octubre de 1939.

—El decreto-ley 1345, de 14 de junio de 1939, reglamentó el suministro de energía entre las empresas.

—El decreto-ley 2281, de 5 de junio de 1940, contiene disposiciones sobre la tributación a las empresas de energía eléctrica y sometió a las centrales termoeléctricas al mismo régimen del Código de Aguas en lo que le fuese aplicable.

—El decreto-ley 3128, de 18 de marzo de 1941, contiene disposiciones sobre el catastro de los bienes de las empresas de energía eléctrica, definiendo qué inversión remunerar sobre la base del costo histórico.

—El decreto-ley 3763, de 25 de octubre de 1941, consolidó las disposiciones legales sobre agua y energía eléctrica.

—El decreto-ley 5287, de 26 de febrero de 1943, consideró como "organismos auxiliares" del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica a las reparticiones federales, estatales y municipales que ejerciesen actividades relacionadas con las de dicho Consejo.

—El decreto-ley 5754, de 19 de agosto de 1943, que contiene disposiciones sobre la situación contractual de las empresas de energía eléctrica, determinó que, en cuanto no fuesen asignados nuevos contratos, los derechos y obligaciones de las empresas continuaban rigiéndose por los contratos vigentes a la fecha de la promulgación del Código de Aguas (1934), pasando la Unión a sustituir automáticamente, en dichos contratos, a los estados, el distrito federal, los territorios y los municipios.

La Constitución vigente, promulgada en 1946, mantuvo los principios fundamentales establecidos en el Código de Aguas y en la Constitución de 1934. En su artículo 153, párrafo 1º, determina que las autorizaciones o concesiones para el aprovechamiento de la energía hidráulica serán otorgadas exclusivamente a brasileños o sociedades constituidas en el Brasil, garantizando al propietario del terreno la preferencia para la explotación, en circunstancias de que la Carta Constitucional de 1937 exigía que los accionistas de las empresas de electricidad fuesen de nacionalidad brasileña.

#### c) *Reglamento del Código de Aguas y sus organismos ejecutores*

El Código de Aguas, después de casi 24 años de su promulgación y tras el estudio sucesivo de varios anteproyectos, fue finalmente reglamentado por el

decreto 41019, de 26 de febrero de 1957, que recopila la reglamentación de todas las leyes relacionadas con los servicios eléctricos.

Los títulos principales de este trabajo son: a) de la administración de los servicios eléctricos (fijando las atribuciones del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, de la División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera y de los organismos estaduales correspondientes; b) de los bienes de instalación utilizados en los servicios eléctricos; c) de las concesiones y autorizaciones de los servicios eléctricos; d) del régimen de explotación de la energía eléctrica; e) de las disposiciones penales, y f) disposiciones generales y transitorias.

El Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, subordinado a la Presidencia de la República, constituye el organismo máximo en los asuntos relacionados con aguas y energía eléctrica, resolviendo en última instancia y sin apelación los problemas administrativos de su competencia. Le incumbe también ejecutar y fiscalizar la distribución y aplicación del Fondo Federal de Electrificación y del Impuesto Único sobre la Energía Eléctrica.

La División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera tiene a su cargo la labor de informar las peticiones de concesión o autorización, fiscalizar técnica, económica y financieramente a las empresas de energía eléctrica, y hacer cumplir el Código de Aguas y su legislación complementaria en todo el territorio nacional.

La Unión podrá transferir a los estados sus atribuciones de conceder, autorizar o fiscalizar los servicios de energía eléctrica. Por ahora, no hay ningún estado investido con estas atribuciones.

El Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica (CNAEE) dispone de organismos auxiliares en todos los estados de la Unión, excepto Amazonas, Marañón, Sergipe y Mato Grosso. Ellos son los departamentos estaduales que ejercen actividades relacionadas con las del Consejo. La atribución principal de los organismos auxiliares consiste en proceder a los estudios, trabajos, inspecciones y fiscalización, así como reunir los datos estadísticos e informaciones que el CNAEE solicite.

En 1957, el Poder Ejecutivo sometió a la consideración del Congreso Nacional un proyecto de ley (proyecto de ley 2912/57), sobre institución de la Administración Federal de Aguas y Energía Eléctrica (AFAEE), dotada de autonomía administrativa y financiera bajo la autoridad de un presidente de la confianza del Presidente de la República. Contará con un Consejo Deliberante y un Departamento Ejecutivo. Este organismo deberá disponer de los medios adecuados para ejercer sus actividades, teniendo debidamente en cuenta el volumen que está adquiriendo la industria de la energía eléctrica en el país. El Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica y la División de Aguas serían eliminados. La proposición todavía está en estudio en el Congreso Nacional y posiblemente tendrá que sufrir modificaciones en virtud

de la reciente creación del Ministerio de Minas y Energía, a que se hace referencia más adelante.

#### d) *Legislación de posguerra*

En los años que siguieron a la terminación de la segunda guerra mundial, el país debió hacer frente a una crisis generalizada de energía. Casi todas las empresas abastecedoras se encontraban con sus centrales generadoras agotadas. La falta de energía afectaba principalmente a las regiones más adelantadas del país. La rápida industrialización estaba exigiendo contingentes cada vez mayores de energía eléctrica para su expansión. Al mismo tiempo, el aumento de la población y de las necesidades de ésta exigían cada vez más electricidad.

Con un conocimiento exacto de esta situación, el entonces Presidente Getulio Vargas presentó para estudio del Congreso Nacional, en 1953 y 1954, los siguientes proyectos de ley que disponían la creación:

—del impuesto único sobre la energía eléctrica y el Fondo Federal de Electrificación;

—de normas para el Plan de Electrificación Nacional, y

—de la ELECTROBRAS (Centrales Eléctricas del Brasil).

La primera de estas proposiciones fue convertida en la ley 2308, de 31 de agosto de 1954, que instituyó el impuesto único sobre la energía eléctrica y el Fondo Federal de Electrificación, fijando normas para la recaudación del impuesto.

Los otros dos proyectos de ley están todavía en tramitación en el Congreso y ya han perdido actualidad.

El impuesto único que pagan mensualmente los consumidores, desde enero de 1955, es el siguiente:

0.20/kWh cruceros, los consumidores residenciales;

0.10/kWh cruceros, los consumidores de fuerza, y 5 por ciento del valor del consumo mensual cuando no existe medidor de kWh (suministro a cargo fijo).

La ley dispone una reducción en el impuesto para las industrias en las cuales la energía eléctrica desempeña un papel importante en los costos de producción (como las industrias electroquímicas y electro-metalúrgicas). El impuesto debe ser rebajado a 50 por ciento cuando el costo de la energía representa un 5 a 10 por ciento del costo de producción; a 30 por ciento, cuando la energía eléctrica constituye de un 10 a 15 por ciento del costo de producción, y a 10 por ciento si el costo de la energía sobrepasa del 15 por ciento del costo de producción.

El Fondo Federal de Electrificación está formado por 40 por ciento del producto del impuesto único sobre la energía eléctrica que corresponde al gobierno federal; 20 por ciento de los ingresos por recaudación de impuestos sobre la transferencia de fondos desde el Brasil a países extranjeros; una partida del presupuesto federal no inferior a 4 por ciento del producto

del impuesto de consumo en el año anterior; y derechos provenientes de los depósitos del propio fondo y sus inversiones.

Como ya se mencionó, el gobierno federal recibe apenas 40 por ciento del producto del impuesto único sobre la energía eléctrica. El 60 por ciento restante está repartido entre los estados, el distrito federal y los municipios, correspondiendo 5/6 de esta porción a los estados y al distrito federal y 1/6 a los municipios. Esta distribución fue dispuesta por la ley 2944, de 8 de noviembre de 1956.

Un hecho importante surgido recientemente en la legislación que afecta a las empresas de energía eléctrica, fue la promulgación de la ley 3470, de 28 de noviembre de 1958, que, pese a que se ocupaba especialmente del Impuesto a la Renta, alcanzó a la economía del sector de la energía eléctrica a través de una disposición (artículo 57) que permite el reavalúo del activo inmovilizado de las empresas.

#### e) *Ministerio de Minas y Energía*

La ley 3782, de 22 de julio de 1960, creó el Ministerio de Minas y Energía, que tendrá a su cargo el estudio y despacho de todos los asuntos relativos a la producción minera y energética. Entrará en funciones el 1 de febrero de 1961, y le serán incorporados los siguientes organismos: Departamento Nacional de Producción Minera, Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica, Consejo Nacional de Minas y Metalurgia, Consejo Nacional del Petróleo y Comisión de Exportación de Materiales Estratégicos. Están incluidos en la jurisdicción de este nuevo Ministerio las siguientes entidades: Compañía del Valle del Río Doce, S. A. (exportación de mineral de hierro), Compañía Hidroeléctrica del San Francisco (aprovechamiento de Paulo Afonso), Petróleo Brasileiro, S. A. (Petrobrás), Comisión Nacional de Energía Nuclear y Comisión Ejecutiva del Plan Carbonífero Nacional.

### 3. *Fuentes primarias de energía*

La posibilidad de establecer la industria de la electricidad en un país depende, principalmente, de las fuentes primarias de energía existentes en su territorio.

El Brasil, posee pequeñas reservas de carbón mineral de bajo poder calorífico y de difícil extracción, ubicadas en los estados meridionales (Paraná, Santa Catarina y Río Grande del Sur).

La producción nacional de petróleo, aunque crece de año en año y tiene muy buenas perspectivas, no permite fundamentar una política racional de electricidad sobre la base de los derivados de este producto. Los yacimientos en explotación se encuentran en el estado de Bahía (Región de Recóncavo). Además, los derivados del petróleo, incluso el *fuel oil*, soportan pesadas cargas tributarias que recargan sobremanera sus precios de venta y repercuten fuertemente sobre el costo de la energía eléctrica producida.

Por otra parte, la energía eléctrica obtenida en centrales termoeléctricas que consumen leña, además de ser costosa, supone la destrucción progresiva de los recursos forestales, y una onerosa reforestación para evitar la erosión de las tierras.

Por el contrario, el potencial hidráulico brasileño alcanza aproximadamente a 16 millones de kW. Conviene observar que este cálculo se basa en un caudal 0.95 y en las caídas naturales a lo largo de los propios cursos de agua.

Como ningún recurso de ingeniería fue considerado en la obtención de aquellos resultados, se puede afirmar que, mediante el empleo de centrales con acumulación, transposición de valle o inversión de cuencas, según sea lo indicado, el Brasil todavía cuenta con recursos hidráulicos para aprovechar económicamente de 40 a 50 millones de kW.

Es necesario reconocer que las fuentes de energía hidráulica todavía utilizables están quedando cada vez más alejadas de los mayores centros de consumo. Por ello, los nuevos aprovechamientos han tenido, y tendrán cada vez más, la tendencia a la construcción de las llamadas supercentrales, equipadas con unidades generadoras de gran capacidad. A este respecto es posible citar en la actualidad las centrales de Paulo Afonso, Furnas y Urubupungá (cuya construcción se inició a orillas del río Paraná), con capacidades finales de 1.5, 1.2 y 2.9 millones de kW, respectivamente, y cuya producción alcanzará 10 000, 5 000 y 15 000 millones de kWh, también respectivamente.

A causa de todo esto, en las actuales circunstancias técnicas y económicas, la política brasileña de energía eléctrica en lo tocante a las fuentes primarias de energía deberá fundarse principalmente en el aprovechamiento excesivo del potencial hidráulico.

En el cuadro 1 se presenta el porcentaje de potencial hidráulico por región y por unidad de la federación, que, con ser inferior a las posibilidades efectivas de aprovechamiento refleja la distribución geográfica de los recursos.

Habrán casos concretos, indudablemente, en que será más aconsejable la producción de la energía eléctrica a través del consumo de carbón de piedra, sobre todo en las proximidades de los yacimientos carboníferos del sur del país. Este es el caso de la SOTELCA en Capivarí, estado de Santa Catarina en donde se ha instalado una central termoeléctrica de 100 000 kW, junto a la planta de lavado de carbón allí existente, aprovechando los desechos del beneficio del carbón siderúrgico. Igualmente, sería conveniente emplear centrales termoeléctricas para atender la carga máxima en los sistemas en que predominan las centrales hidroeléctricas, para el mejor aprovechamiento del potencial hidráulico o como reserva de aquellas centrales. Este es, por ejemplo, el caso de la central termoeléctrica de Piratininga, cuya potencia nominal actual es de 410 000 kW, instalada por la São Paulo Light S. A. en las inmediaciones de la capital del estado de São Paulo y que utiliza *fuel oil* recibido directamente de la Refinería Arthur Bernardes (en las proximida-

Cuadro 1

## BRASIL: POTENCIAL HIDRAULICO, EN PORCIENTOS

Norte . . . . .	21.8
Rondonia . . . . .	6.7
Amazonas . . . . .	5.3
Pará . . . . .	9.1
Amapá . . . . .	0.7
Noreste . . . . .	4.5
Marañón . . . . .	1.2
Piauí . . . . .	0.1
Pernambuco . . . . .	1.4
Alagoas . . . . .	1.8
Este . . . . .	32.2
Bahía . . . . .	3.9
Minas Gerais . . . . .	24.2
Espírito Santo . . . . .	0.6
Rio de Janeiro . . . . .	3.5
Sur . . . . .	26.8
São Paulo . . . . .	14.1
Paraná . . . . .	10.7
Santa Catarina . . . . .	0.8
Rio Grande del Sur . . . . .	1.2
Centro-Oeste . . . . .	14.7
Mato Grosso . . . . .	7.4
Goiás . . . . .	7.3
Brasil . . . . .	100.0

des de Santos, en el mismo estado) a través de un oleoducto propio.

Al lado de las fuentes clásicas de producción de electricidad, ya está conquistando posiciones la energía nuclear y el Brasil se apresta para dar pasos decisivos en este sentido. Las centrales electronucleares constituyen la solución para que muchos países puedan continuar desarrollando sus servicios eléctricos, dado el progresivo agotamiento del carbón de piedra, petróleo, gas natural y energía hidráulica.

La instalación de la primera central electronuclear en el Brasil fue acordada por la Comisión Nacional de Energía Atómica en la desembocadura del río Mambucaba, en el sur del estado de Río de Janeiro, y tendrá una capacidad definitiva de 150 000 a 200 000 kW. Esta central quedará interconectada al sistema eléctrico de la región centro-sur del país y cuando entre en servicio, el sistema ya contará con una potencia generadora del orden de los 4 millones de kW, y en esa forma la central electronuclear referida operará, como conviene a su mejor eficiencia, como usina de base con un alto factor de utilización.

## 4. Evolución de los servicios eléctricos en el Brasil

La primera central eléctrica instalada en el Brasil data de junio de 1883. Era una pequeña instalación termoeléctrica de 52 kW, montada en Campos, estado de Río de Janeiro.

La primera central hidroeléctrica fue la de la Compañía Minera de Electricidad, en Juiz de Fora, estado de Minas Gerais, instalada en 1889; y la segunda central termoeléctrica fue la de The South Brazilian Railway Co. Ltd., en Curitiba, estado de Paraná, en el mismo año.

La primera instalación eléctrica de grandes dimensiones para la época fue ejecutada en Parnaíba a orillas del río Tieté, a 34 kilómetros de la capital del estado de São Paulo, por The São Paulo Tramways. Light & Power Co. Ltd. Esa central fue inaugurada en 1901, siendo elevada su potencia rápidamente a 27 379 kW.

En el norte del Brasil, las primeras centrales instaladas fueron térmicas, durante la bonanza del caucho en la cuenca amazónica: la de Cruzeiro do Sul, en el territorio del Acre, inaugurada en 1904, y las de Manaus y Belém, ambas inauguradas en 1905.

Los servicios de electricidad fueron establecidos principalmente a lo largo de la costa marítima, en donde también se realizó la gran concentración de población del país, distribuida en núcleos de importancia variable según el grado de desarrollo económico alcanzado en los diferentes puntos de esa faja oceánica. Por ello se formaron núcleos aislados de servicios eléctricos.

El desarrollo económico fue más importante en la región centro-sur del país, en donde también ha habido mayor expansión del sector industrial, el que constituyó un fuerte incentivo para la ampliación de los servicios eléctricos.

Los más importantes de estos servicios se desarrollaron junto a los grandes centros metropolitanos, destacándose sobremanera la región comprendida entre las dos mayores metrópolis brasileñas, Río de Janeiro y São Paulo. Esta región, además, está servida por los dos mayores sistemas eléctricos brasileños, controlados por el grupo Light, de origen canadiense (Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd.).

El Brasil aún se encuentra en la etapa inicial de las grandes redes interconectadas, que ya constituyen soluciones normales en otros países. No obstante, se están formando grandes sistemas interconectados en la región centro-sur del país.

La potencia instalada de las centrales generadoras del país, de 1883 a 1959 se presenta en el cuadro 2.

El examen de los valores del cuadro 3 indica que, excluido el primer decenio (1900-10), cuando comenzó a desarrollarse la industria de la energía eléctrica en el país la tasa media anual de crecimiento fue bajando progresivamente y sólo reaccionó a partir del término de la segunda guerra mundial, alcanzando valores significativos.

La baja tasa de crecimiento registrada durante la

Cuadro 2

## BRASIL: POTENCIA INSTALADA EN AÑOS SELECCIONADOS (kW)

Año	Térmica	Hidráulica	Total
1883	52	—	52
1889	3 143	1 475	4 618
1900	6 585	5 500	12 085
1910	21 996	137 864	159 860
1920	77 825	279 378	357 203
1930	148 752	630 050	778 802
1940	234 531	1 009 346	1 243 877
1945	261 806	1 079 827	1 341 633
1950	346 830	1 536 177	1 883 007
1955	667 318	2 481 171	3 148 489
1956	674 721	2 875 284	3 550 005
1957	764 471	3 002 940	3 767 411
1958	799 100	3 150 300	3 950 000
1959	801 100 a	3 262 400 a	4 063 500 a

FUENTES: División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera del Ministerio de Agricultura; Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica.

a Datos preliminares.

segunda guerra mundial —1.1 por ciento al año— se debió a la imposibilidad de importar equipo en esa época, con lo cual hubo gran escasez de energía eléctrica y fue necesario racionar este servicio de utilidad pública en todo el país.

Entre 1950 y 1955, la tasa de crecimiento fue bastante alta pues se terminaron las grandes obras iniciadas en los primeros años de posguerra. Entre ellas se

Cuadro 3

## BRASIL: INCREMENTOS PORCENTUALES ACUMULATIVOS ANUALES EN LA POTENCIA INSTALADA (Porcentajes)

1900-10	29.2
1910-20	8.4
1920-30	7.8
1930-40	4.9
1940-45	1.1
1945-50	6.5
1950-55	11.4
1955-59	8.7

destacan las de la Rio Light, en el desvío del río Paraíba, para la Central de Nilo Peçanha; la ampliación de la Central Cubatao; la construcción de la central termoeléctrica de Piratininga de la São Paulo Light; y las obras de la Compañía Hidroeléctrica del San Francisco en Paulo Afonso.

El año 1954 fue excepcional, pues la potencia instalada de las empresas eléctricas aumentó en nada menos que 700 672 kW, lo que representa un 33.3 por ciento de la capacidad anterior.

La producción de energía eléctrica en todo el país desde 1940 aparece en el cuadro 4.

Son bastante significativas las tasas de crecimiento de la producción y del consumo entre 1950 y 1959. La producción aumentó en 132 por ciento en este período y el consumo en 153 por ciento.

Es interesante observar que, cuando la capacidad

Cuadro 4

## BRASIL: EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÍODO 1940-59

Año	Potencia instalada kW			Tasa de crecimiento anual (Porcentaje)	Producción estimada (kWh)	Tasa de crecimiento anual (Porcentaje)	Factor de utilización (Porcentaje)
	Centrales termoeléctricas	Centrales hidroeléctricas	Total				
1940	234 531	1 009 346	1 243 877		3 188 358 329		29.25
1941	242 243	1 019 015	1 261 258	1.40	3 473 117 500	8.93	31.43
1942	247 022	1 060 646	1 307 668	3.68	3 782 426 079	8.90	33.01
1943	248 275	1 067 063	1 315 438	0.59	4 124 395 884	9.00	35.79
1944	257 239	1 076 969	1 334 208	1.43	4 553 993 755	10.42	38.96
1945	261 806	1 079 827	1 341 633	0.56	4 914 453 589	7.92	41.81
1946	280 738	1 134 245	1 414 983	5.47	5 330 493 019	8.46	43.00
1947	282 973	1 251 164	1 534 137	8.42	6 012 034 411	12.86	44.74
1948	291 789	1 333 546	1 625 335	5.94	6 887 938 448	14.56	48.36
1949	304 331	1 430 860	1 735 191	6.76	7 669 133 008	11.34	50.46
1950	346 830	1 536 177	1 883 007	8.52	7 962 338 746	3.82	48.26
1951	355 190	1 584 756	1 939 946	3.02	8 722 436 082	9.55	51.32
1952	372 388	1 602 627	1 975 015	1.81	9 306 995 723	6.70	53.78
1953	418 204	1 686 651	2 104 855	6.57	10 341 073 000	11.11	56.08
1954	632 301	2 173 226	2 805 527	33.29	11 870 609 000	14.85	48.40
1955	667 318	2 481 171	3 148 489	12.20	13 654 522 000	15.05	49.50
1956	674 721	2 875 284	3 550 005	12.75	15 447 322 000	13.15	49.60
1957	764 471	3 002 940	3 767 411	10.61	16 962 928 000	10.98	51.40
1958	799 100	3 150 300	3 950 000	4.85	17 980 000 000	5.99	51.97
1959	801 100	3 262 400	4 063 500	2.87	18 507 400 000	2.95	51.99

FUENTE: Este cuadro fue elaborado con informaciones sacadas de las estadísticas de la División de Aguas del Departamento Nacional de Producción Minera del Ministerio de Agricultura y del Consejo Nacional de Aguas y Energía Eléctrica.

generadora tuvo un incremento de 227 por ciento, la producción de energía eléctrica aumentó en 463 por ciento. El análisis simple de este incremento indica que el factor de utilización de los sistemas eléctricos brasileños aumentó de 29.25 por ciento en 1940 a 51.99 por ciento en 1959.

A pesar de que el Brasil se encuentra a la delante de los demás países americanos, en lo tocante a los valores absolutos de la potencia instalada en centrales generadoras, con exclusión de Estados Unidos y Canadá, la situación es muy distinta si se consideran los valores relativos por la extensa superficie del país, cuya población todavía no cuenta, o cuenta precariamente, con electricidad.

En 1940, el promedio brasileño de capacidad instalada por habitante era de 30 vatios, pasando sucesivamente a 35.7 en 1950, 37 en 1953, 49 en 1954, 54 en 1955 y 63 en 1959. Los índices de producción de energía eléctrica por habitante eran los siguientes: 80 kWh/hab en 1940, 107 kWh/hab en 1945, 153 kWh/hab en 1950, 232 kWh/hab en 1955 y 286 kWh/hab en 1959.

### 5. El planeamiento en el campo de la energía eléctrica

La necesidad del planeamiento en el campo de la energía eléctrica es generalmente reconocida. Sin embargo, el problema tiene ahora proyecciones que rebasan el ámbito local en que operaban las primitivas empresas de electricidad. De ahí que el planeamiento habrá de ser realizado sobre bases regionales amplias y coordinadas en el orden nacional. En el caso del Brasil, esto reviste especial importancia en los sistemas hidroeléctricos, por las razones anteriormente expuestas.

Aunque el planeamiento lo realicen organismos gubernamentales competentes, no supone necesariamente que el fisco sea el ejecutor de las obras proyectadas, debiendo por el contrario, buscarse la mayor participación posible de la iniciativa particular, a través de incentivos adecuados. A este respecto, es interesante señalar que la constitución brasileña dispone la intervención del estado siempre que sea necesaria para suplir, en el aspecto económico, la ausencia o falta de interés de la iniciativa particular.

En el Brasil son varios los planes regionales de electrificación ya elaborados, encontrándose muchos de ellos en plena fase de ejecución. Se destacan el de la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco, creada en 1945, cuando el gobierno federal comprendió la necesidad de intervenir directamente en el sentido de dotar al noreste brasileño de una infraestructura de electrificación, con el aprovechamiento del potencial hidráulico de la Catarata de Paulo Afonso, en el curso inferior del río San Francisco.

Se cuentan también, entre otros, los planes de electrificación de los estados de Río Grande del Sur, Santa Catarina, Paraná, São Paulo y Minas Gerais.

En la preparación de estos planes se tiene siempre cuidado de proyectar la demanda y el consumo de energía eléctrica en función de la evolución pre-

vista para toda la economía de la región. Por deficiencias estadísticas en ciertas regiones del país, fue necesario emprender extensas encuestas locales y proceder a amplios análisis económicos.

### 6. Metas del programa

El programa formulado por el Consejo de Desarrollo incluyó las metas en materia de energía eléctrica para el período 1955-65. Se trata de un programa de amplitud nacional que prevé la cooperación del sector público y de la iniciativa privada para superar rápidamente la escasez de energía eléctrica en el Brasil.

Las metas del programa de la energía eléctrica presentan un carácter peculiar. No se trata de un estudio minucioso para determinar la demanda de electricidad ni de proyectos específicos capaces de atenderla, sino de un programa dinámico de coordinación y complementación de iniciativas para cubrir las necesidades mínimas del país en materia de energía eléctrica. En efecto, se comprobó que, de continuar el crecimiento de la demanda en la tasa confirmada de 10 por ciento anual sería preciso instalar 2 millones de kW más de capacidad generadora entre 1956 y 1960 y otros 3 millones de kW en el período 1960-65. Se ampliaron cuidadosamente todos los planes de expansión en trámite, tanto de empresas privadas como gubernamentales. Comprobada la gran deficiencia de los programas de ampliación proyectados para 1960, el gobierno se preocupó de promover su atención en dos formas: interviniendo directamente (en el sector de la generación) y estimulando a la iniciativa privada (en el sector de la generación también, pero principalmente en los sectores de la transmisión y distribución de la energía). La intervención directa se caracterizó principalmente por tres grandes iniciativas: la ampliación de las instalaciones de la Compañía Hidroeléctrica de São Francisco en el Noreste Brasileño, la construcción de la Central de Tres Mariás en el curso superior del São Francisco y la constitución de la entidad denominada Central Eléctrica de Furnas para la construcción de la central generadora de Furnas en el Río Grande.

El programa de puesta en marcha de las nuevas unidades generadoras entre 1956 y 1966 consta en el cronograma presentado en el cuadro 5. La localización de las respectivas centrales generadoras, con las principales líneas de transmisión, aparece en el mapa siguiente.

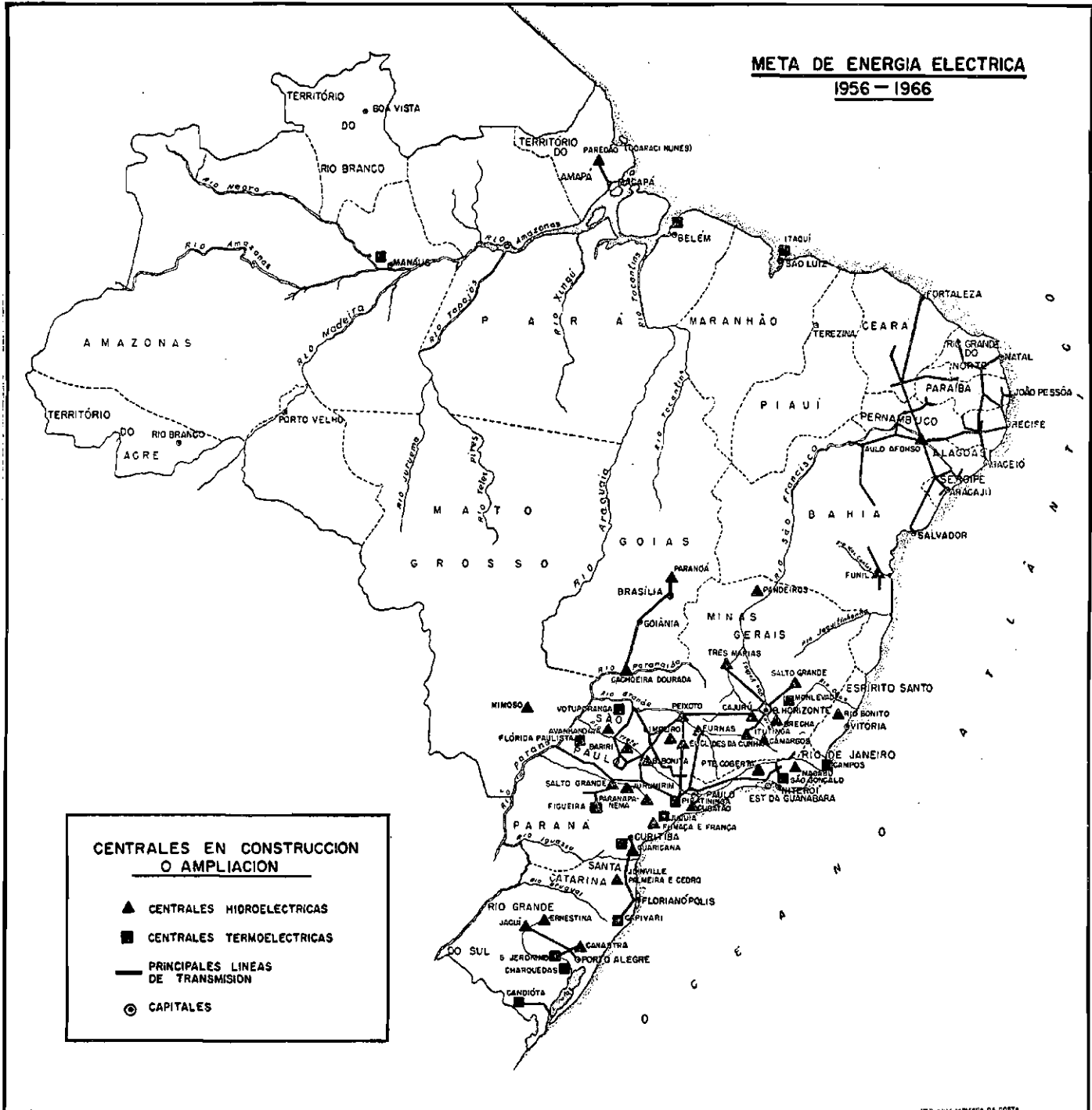
Conviene destacar que, en la formulación de metas del programa de energía eléctrica, se dio especial importancia al hecho de que el aumento de la capacidad generadora no se reduce solamente a la construcción de embalses y centrales, sino también consiste en el aumento correspondiente de la capacidad de las líneas de transmisión, subestaciones transformadoras y redes de distribución, las cuales representan casi 50 por ciento de la inversión total.

En 1965, con la capacidad de 8 millones de kW



que para ese entonces deberá estar instalada en las centrales generadoras, la producción calculada de energía eléctrica será de 36 000 millones de kWh. La población brasileña habrá alcanzado por aquel año los 74 millones de habitantes. La producción de energía eléctrica por habitante deberá, en esta forma, al-

canzar a 500 kWh. Aunque se trate de un valor relativamente modesto frente al nivel alcanzado en otros países, representa un gran esfuerzo en el campo de la electrificación brasileña, habida cuenta de que, en 1955, la producción media por habitante era de apenas 232 kWh, o sea un aumento de 124 por ciento.



## BRASIL: PROGRAMA DE INICIACIÓN DE LAS NUEVAS UNIDADES

Plantas	Estados	Potencia (kW)	1956				1957				1958				1959		
			I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III
Manáus (térmica)	Amazonas	22 500															
Coaraci Nunes	Amapá	28 000															
Belén (térmica)	Pará	30 000	15														
Itaquí (térmica)	Maranhão	12 000															
Paulo Afonso	Bahia	390 000															
Funil do Rio das Contas	Bahia	20 000															
Rio Bonito	Espírito Santo	18 000															
Furnas	Minas Gerais	1 200 000															
Três Marias	Minas Gerais	520 000															
Peixoto	Minas Gerais	460 000				40		40									
Salto Grande	Minas Gerais	100 000	25	25						25	25						
Camargos	Minas Gerais	45 000															
Itutinga	Minas Gerais	25 000															
Brecha (Alum. Min. Ger.)	Minas Gerais	14 000													14		
Maurício	Minas Gerais	10 000	5								5						
Ponte Coberta	Rio de Janeiro	90 000															
Campos (térmica)	Rio de Janeiro	30 000															
Macabú (ampliación)	Rio de Janeiro	12 000															
São Gonçalo (térmica)	Rio de Janeiro	33 500		11.5													
Duque Caxias (tér., Petro.)	Rio de Janeiro	22 500															
Cubatão	São Paulo	390 000	130	130													
Piratininga (térmica)	São Paulo	250 000															
Barra Bonita	São Paulo	132 000															
Bariri	São Paulo	132 000															
Jurumirim	São Paulo	98 000															
Euclides da Cunha	São Paulo	98 000															
Nogueira Garcez	São Paulo	68 000								17			17			17	
Térmicas estaduais	São Paulo	40 000											20				
Fumaça (Cia. Bras. Alum.)	São Paulo	35 000															
França (Cia. Bras. Alum.)	São Paulo	28 000										28					
Limociro	São Paulo	28 000												14			
Avanhandava	São Paulo	11 000															
Elói Chaves	São Paulo	10 000	10														
Guaricana	Paraná	22 500						15									
Figueira (térmica)	Paraná	20 000															
Capivarí de Baixo (térmica)	Santa Catharina	50 000															
Palmeiras-Cedro	Santa Catharina	18 000															
Capivarí (térmica, CSN)	Santa Catharina	12 000															
Salto Grande do Jacuí	Rio Grande do Sul	150 000															
Charqueadas (térmica)	Rio Grande do Sul	54 000															
Canastra	Rio Grande do Sul	42 500				42.5											
São Jerônimo (térmica)	Rio Grande do Sul	35 000				10											
Candiota (térmica)	Rio Grande do Sul	20 000															
Gravatá (térmica)	Rio Grande do Sul	24 000															
Cachocira Dourada	Goiás	127 000											13.5	13.5			
Paranoá	Distrito Federal	18 000															
Mimoso	Mato Grosso	8 000															
Plantas menos 8 000 kW	Varios	285 000				15				25			40				
<b>Total</b>		<b>5 288 500</b>															
Nueva potencia instalada en cada año			459 000				80 000				218 500				68 00		
Nueva potencia instalada (acumulada)			459 000				539 000				757 000				825 50		
Potencia total instalada en el país <sup>b</sup>			3 607 000				3 687 000				3 905 500				3 973 50		
Potencia total instalada necesaria (meta)			3 463 000				3 809 000				4 190 000				4 609 00		
Superávit (+) o déficit (—)			+ 144 000				- 122 000				- 284 500				- 635 50		

<sup>a</sup> Obras realizadas en 1956-59, plantas en construcción y programas establecidos y difundidos hasta el 30 de junio de 1960.

<sup>b</sup> La potencia instalada en el Brasil el 31 de diciembre de 1955 ascendía a 3 148 000 kW.

GENERADORAS DE ENERGÍA ELECTRICA, 1956-66

1960				1961				1962				1963				1964				1965				1966															
II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I								
					7.5	15																																	
										28																													
	7.5			7.5																																			
									12																														
				6.5		6.5						6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5					
					10	10																																	
												150	150	150	150					150		150		150		150		150		150		150		150					
				6.5	6.5							6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5		6.5					
47.5	47.5									47.5	47.5			47.5	47.5			47.5	47.5			47.5	47.5																
	22.5	22.5																																					
12.5																																							
				45	45																																		
									15	15																													
	12																																						
	22																																						
						22.5																																	
6.5				6.5																																			
12.5	12.5																																						
					33	33	33	33	33																														
												44	44	44																									
								49		49																													
24.5		24.5						24.5	24.5																														
10		10																																					
										17.5	17.5																												
									14																														
11																																							
7.5																																							
				20																																			
										50																													
18																																							
12																																							
					75					25					25												25												
				54																																			
	20									25																													
									8	8	8																												
									50		50																												
				9	9																																		
										8																													
	30					30				30					30												30												
687 000				742 000				907 000				957 000				685 000				485 000				-															
512 500				2 254 500				3 161 500				4 118 500				4 803 500				5 288 500				5 288 500															
660 500				5 402 500				6 309 500				7 266 500				7 951 500				8 436 500				8 436 500															
070 000				5 577 000				6 134 500				6 748 000				7 423 000				8 165 000				8 980 000															
409 500				- 174 500				+ 175 000				+ 518 500				+ 528 500				+ 271 500				- 543 500															

## ASPECTOS SALIENTES EN EL DESARROLLO DE LA ELECTRIFICACIÓN EN COSTA RICA

por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)\*

Costa Rica, con una extensión de 50 900 km<sup>2</sup> y una población de 1 200 000 habitantes, tiene el grado de electrificación más alto de Centroamérica.<sup>1</sup> Su capacidad instalada es de 98 vatios por habitante y su producción de energía de 343 kWh por habitante. El 43 por ciento de la población dispone de servicio eléctrico. El total de la energía producida por empresas privadas de servicio público, empresas municipales y el Instituto Costarricense de Electricidad alcanza, según estadísticas del año 1960, a 361.4 millones de kW.

El consumo más alto corresponde al sector residencial lo que explica, en parte, el alto grado de electrificación del país. El consumo general es relativamente amplio, si se consideran las condiciones económicas del promedio de población (el ingreso nacional por habitante fue de 1 334 colones equivalentes a 323 dólares en 1960). Tres factores principales han influido en la extensión del uso de la electricidad: los bajos precios; distribución favorable del ingreso y el elevado nivel cultural del país. El alto consumo del sector residencial, unido al crecimiento acelerado de la población (4.1 por ciento promedio en los últimos 10 años) causan un incremento en la curva de demanda de energía que ha registrado un promedio del 8 por ciento en esos 10 años. Para la década siguiente (1960-70), serán atendidos los aumentos que se produzcan en la curva de demanda, como parte del aumento considerable del consumo total que se espera por efectos del desarrollo industrial que se está efectuando en la actividad económica básica del país. La energía eléctrica está destinada a desempeñar un papel de importancia primordial en el desarrollo de los programas dirigidos a contrarrestar los efectos que para la economía del país ha tenido la baja de los precios del café y banano (72 por ciento de las exportaciones de Costa Rica). Por otra parte, el rápido crecimiento de la población hace necesario diversificar la producción y promover el desarrollo industrial para producir el aumento indispensable del ingreso por habitante. En este orden de cosas, la integración económica de los países centroamericanos, asociada a los planes que Costa Rica se propone llevar a cabo, pueden producir los efectos buscados. Sin embargo, un suministro inadecuado de energía eléctrica podría originar un estancamiento en el desarrollo económico que le es urgente al país.

Los bajos precios de la energía en el desarrollo de la electrificación se deben a que las áreas servidas han

sido hasta ahora las de mayor densidad de población, así como a la abundancia de recursos hidráulicos de fácil explotación por encontrarse ventajosamente situados con respecto a los centros de consumo. Las primitivas plantas construidas a comienzos del siglo, de baja inversión y poco confiables en cuanto a continuidad y calidad de servicios, han sido sustituidas por centrales de mayor capacidad y confiabilidad, como las de La Garita y Río Macho.

Las tarifas aplicadas por el ICE responden a un criterio de desarrollo sistemático. Se ha previsto el recargo del precio de la energía, dentro de límites prudentes, a las zonas de alto consumo, en beneficio de otras de menor consumo. Este sistema contribuye a desarrollar el mercado, de modo que éste cubra en corto tiempo los costos de la energía; favorece la extensión de la electricidad a nuevas zonas e impulsa la ejecución del Plan de Electrificación Nacional que garantiza el desarrollo continuo de la electrificación y evita duplicidades y lagunas que puedan incidir sobre la economía del país. Prevalece, en general, una tendencia hacia tarifas industriales bajas y tarifas residenciales en línea recta que limiten el desperdicio de energía. El ICE actúa como coordinador de la labor de las empresas de servicio público, al señalar la conveniencia o inconveniencia de la construcción de nuevas obras, considerando siempre el mayor beneficio nacional.

La electrificación está regulada por una legislación formal y moderna que protege los intereses de los consumidores y garantiza a los inversionistas. Esta legislación es fruto de la participación activa de la opinión pública en defensa de sus intereses. Permite la intervención de la empresa privada en el mercado eléctrico, pero señala al estado el planeamiento y la atención de aquella parte del servicio que, por sus altos costos, resulta de difícil solución para los empresarios particulares.

El desarrollo eléctrico data en Costa Rica del año 1884, fecha en que se construyó la primera planta hidroeléctrica de 50 kW destinada al servicio de alumbrado público de la capital de la República. Sucesivamente aparecieron nuevas plantas construidas por empresarios progresistas que mantuvieron con regularidad el servicio hasta 1920. A partir de este año, la demanda eléctrica empezó a crecer de tal modo que obligó a pensar en proyectos de mayor alcance. Protegida por un régimen de libre empresa, la industria eléctrica adquirió considerable desarrollo. En 1928, el país contaba con una capacidad instalada de 11 000 kW, pero en este mismo año la situación eléctrica

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.08a.

<sup>1</sup> Eugenio Salazar, *Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1959* (E/CN.12/CCE/SC.5/5/Rev.2).

nacional, sufrió una honda transformación. Los empresarios particulares, doblegados por su propia incapacidad financiera y administrativa, vendieron sus instalaciones eléctricas; tanto las de San José como las de provincias cayeron bajo el control de empresas extranjeras. Las primeras fueron absorbidas por la American and Foreign Power y las segundas por la empresa Saxe. Estas operaciones financieras produjeron una fuerte reacción de la opinión pública, la cual se canalizó por un parte, en la promulgación de una ley antimonopolio, cuyas premisas fueron incorporadas posteriormente a la Constitución Política de la República, consagrando el principio de la nacionalización de los recursos hidroeléctricos del país. Por otra parte, en el establecimiento de un organismo regulador llamado Servicio Nacional de Electricidad predominó desde entonces el concepto de conceder derechos para la explotación de los recursos a empresas privadas, como fórmula para producir el desarrollo eléctrico. Mas los resultados fueron negativos: hasta el año 1941 no se construyó una sola planta eléctrica. De nuevo la opinión pública hizo sentir al estado su responsabilidad y éste suscribió con la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, subsidiaria de la American and Foreign Power, nuevos contratos en cuyas cláusulas se establecieron regulaciones más positivas con respecto al interés público. Se incorporó entre otros principios, el del servicio al costo, hoy vigente. Pero en lo tocante a la satisfacción de las necesidades prácticas de energía, la crisis originada por el desequilibrio creciente entre la oferta y la demanda de servicios no tuvo solución adecuada, afectando esta situación anormal, en forma muy seria, a la economía del país. Tal estado de cosas, prevaleciente en condiciones más críticas en las provincias que en el área metropolitana, por efectos de la insuficiencia financiera de las empresas, hizo sentir la urgencia de adoptar un plan que permitiera soluciones inmediatas y mediatas al problema en escala nacional.

La consideración de las experiencias obtenidas por otras naciones americanas con problemas similares, a través del funcionamiento de entidades estatales autónomas, unida al análisis de las características del desarrollo eléctrico en Costa Rica, condujo a la promulgación de la Ley 449, del 8 de abril de 1949, por la que se creaba el Instituto Costarricense de Electricidad. La política de electrificación adoptada por el ICE, de acuerdo con las finalidades y responsabilidades que le fueron señaladas por la ley, enunció una solución única del problema en escala nacional, mediante la estrecha colaboración de los sectores privado, municipal y estatal. De aquel año a hoy los resultados obtenidos constituyen prueba concluyente de la eficacia de sus actuaciones. El balance de la obra del ICE presentaba en 1960 los siguientes resultados: supresión de las crisis de electricidad; aumento del número de consumidores en un 77 por ciento en relación con el año 1950; terminación de la red de interconexión de la zona central del país, que asegura una alta calidad de servicio; aumento de la capacidad ins-

talada con respecto al año 1950 en un 166 por ciento; evaluación de nuevos proyectos hidroeléctricos por un monto total de 600 000 kW (el programa que impulsa el desarrollo de estos proyectos se encuentra en plena realización); regulación automática de las empresas privadas, lo cual ha traído por consecuencia la reducción de costos, mejores servicios, salarios y beneficios más altos para los trabajadores de la industria; elevación de la cultura tecnológica del país, a través de la capacitación de técnicos y administradores; apertura de fuentes de crédito exterior, las cuales garantizan la ejecución de parte fundamental del Plan de Electrificación Nacional; la población servida hasta 1950 que representó el 36 por ciento del total del país, se elevó en el año 1960 al 43 por ciento. El esfuerzo realizado en general ha sido ingente; sin embargo, más de la mitad de la población de Costa Rica carece todavía de servicio eléctrico.

El Plan de Electrificación Nacional, adoptado en 1953, ha sido objeto con posterioridad de las adaptaciones necesarias, habiéndose cumplido conforme a las etapas definidas en su trazamiento. En 1953, fueron adquiridas las instalaciones de las empresas Saxe. Desde aquel año, las fuertes inversiones efectuadas y la intensa labor técnica desplegada por el recién organizado equipo humano del ICE constituyeron para éste una verdadera prueba de fuego. Sin embargo, dado aquel primer paso, la Institución se abocó con firmeza a la ejecución de un programa de inversiones destinadas a aumentar la capacidad generadora de las instalaciones adquiridas, mientras llegaba el momento de poner en explotación la planta de La Garita, cuya construcción se financiaba con fondos, principalmente, nacionales. Se recuperó, entre tanto, alguna energía modernizando plantas en actividad. Se obtuvo también un aporte adicional de 15 000 kW mediante la operación de plantas térmicas, cuya instalación se consideró necesaria con la finalidad de aumentar la capacidad de este tipo como factor complementario de las plantas hidroeléctricas del sistema nacional. La etapa del suministro adecuado de energía, de acuerdo con las necesidades espontáneas del sistema, se alcanzó en el servicio de la zona central del país al entrar en operación en 1958 la planta hidroeléctrica de La Garita y al concluirse simultáneamente la construcción del sistema interconectado de la misma región. Garantizada la disponibilidad permanente de energía, se puso en marcha el programa para la construcción de nuevas plantas destinadas a satisfacer la demanda futura estimada por el ICE. Las plantas eléctricas que este Instituto ha incluido en sus programas, que tendrán desarrollo en el período 1962-70, están previstas para producir 150 000 kW adicionales en la capacidad generadora. Estos programas comprenden también las líneas de transmisión y las redes de distribución requeridas. Los fondos para la realización de estas obras tienen sus fuentes en la rentabilidad de las propiedades eléctricas, incluyendo depreciación; en los préstamos a largo plazo del exterior y, en menor grado, en los aportes estatales. De fuente exterior, el

ICE ha obtenido ya 8.8 millones de dólares, a un plazo de 25 años y al 5.75 por ciento de interés, los cuales están destinados a la construcción del Proyecto Hidroeléctrico de Río Macho y sus obras adicionales. Dos préstamos semejantes harán posible la construcción de nuevas obras previstas en el mismo Plan. De acuerdo con la estructura del ICE, como institución autónoma del estado que goza jurídicamente de independencia en materia de gobierno y administración, la ley constitutiva del mismo establece que la política

fundamental de su administración, será de capitalización de las utilidades netas derivadas de la venta de energía eléctrica. El gobierno central no puede, en virtud de la misma ley, derivar ninguna utilidad de las actividades de la Institución. Esta puede, en consecuencia, entrar en contacto de todo orden lícito para comprar, vender, arrendar, prestar, financiar e hipotecar y en cualquier otra forma de gestión comercial y legal que se considere necesaria para desempeñar sus funciones.

## LOS PROBLEMAS DE ELECTRIFICACIÓN DE CENTROAMÉRICA

por José M. Dengo \*

La electrificación en Centroamérica tuvo su comienzo desde finales del siglo pasado, en fechas prácticamente contemporáneas con los desarrollos de los países más adelantados. Se desarrolló al principio como una actividad privada para suministrar servicios en las principales ciudades y algunos otros lugares que se presentaban como un mercado atractivo, con suficiente clientela para hacer un buen negocio. Generalmente, estos desarrollos estuvieron obligados a la utilización de saltos de agua, fáciles de explotar, y en algunos casos ligados a la transformación de los medios de generación de industrias existentes, que teniendo motores de vapor, electrificaban su instalación para servirse ellos mismos y para colocar excedentes en otros consumidores. En algunos países, la electrificación de pequeñas poblaciones y haciendas tuvo un desarrollo sorprendente con instalaciones hidroeléctricas elementales. Con posterioridad estas actividades se fueron consolidando como empresas especializadas de servicio público, muchas de ellas subsidiarias de consorcios internacionales y otros de tipo local. En general, se puede decir que la electrificación del servicio público ha sido selectiva y limitada a los centros de población, y ha servido para levantar los niveles de bienestar en estos mismos centros; pero le ha faltado la característica de servicio universal necesaria para tomarla como verdadera herramienta promotora del desarrollo económico.

En épocas recientes y reconociendo la necesidad de satisfacer en forma más extensa, continua y ordenada las actividades productivas de los países, los gobiernos centroamericanos han tomado en una forma o en otra una participación más activa para orientar el aprovisionamiento de energía eléctrica. Así tenemos los intentos para establecer normas modernas de regulación, para la formación de un régimen de servicio público, y la creación de organismos de fomento y empresas especializadas de tipo nacional para el manejo parcial o total de los recursos energéticos. Se hacen esfuerzos para eliminar las históricas crisis de agotamiento de capacidad generadora que han plagado a los países, y se buscan soluciones de conjunto que garanticen tanto la mayor extensión de los servicios y la continuidad de los mismos, como la utilización más racional y progresiva de los recursos disponibles. Desde el punto de vista de organización en general, se puede decir que no ha existido tendencia excluyente, sino que, con bastante realismo, los países han tratado de aprovechar las posibilidades ofre-

cidas dentro de las circunstancias por el capital privado y por los recursos estatales.

Sin embargo, la energía eléctrica todavía se utiliza fundamentalmente para satisfacer necesidades de conveniencia y bienestar, más que para actividades productivas. La industrialización de Centroamérica apenas se inicia y su principal manifestación está constituida, con excepción de unas pocas instalaciones significativas, por numerosos talleres que reducen al industrial a la categoría de consumidor pequeño, casi a la par del consumidor doméstico, y que por esta razón no le ha permitido en muchos casos colocarse en la posición fuerte en que los grandes industriales de otros países se establecen frente a las compañías de servicio público, haciendo sentir su efecto competitivo y atenuante al poder monopolista, demostrando que sus relaciones contractuales son apenas una alternativa al hecho de que el industrial mismo produzca ventajosamente su propia energía.

Las empresas eléctricas han tenido un control completo de sus relaciones con los consumidores por la simple razón del pequeño tamaño de éstos, su dispersión y falta de unidad. Esta situación debe considerarse como perjudicial para ambos lados, y para la formulación de una política de conveniencia mutua, ya que los problemas tarifarios, los problemas de expansión y otros tantos básicos para una electrificación debidamente orientada, han quedado sin dilucidar en un ambiente deliberativo de fuerzas con intereses comunes, pero con puntos de vista contrapuestos. Las empresas no han sabido interpretar en muchos casos las verdaderas necesidades de los países y las oportunidades que de esta situación podrían ser derivadas, y, por otra parte, las reacciones públicas no han tenido una comprensión clara de los problemas de la empresa. Vienen entonces las situaciones de un nacionalismo perjudicado a sustituir las legítimas aspiraciones y propósitos de una política de conveniencia nacional general.

De la situación anterior, el aspecto más palpable es que la empresa privada aprovechó al máximo y desarrolló con bastante visión comercial los mercados productivos, y los recursos energéticos de costo mínimo y rendimiento máximo, obvio e inmediato; pero, se ha llegado al momento en que el problema ha superado esta etapa, y en que seguir suministrando energía sólo para el crecimiento continuo de los mercados establecidos, es apenas una fase del problema de electrificar un país. La etapa siguiente, desde el punto de vista del suministro, es la de hacer partícipes de la electrificación a las actividades tanto de

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.06.

bienestar como de producción, que ocupan zonas extensas del territorio y que por no representar núcleos de consumo o zonas de alta densidad de población, tienen una relación de inversión a ingresos desfavorable para retribuir al capital particular. Vastas zonas típicas para ser favorecidas con programas de fomento económico, en que los beneficios acumulativos sean la medida del rendimiento de las inversiones realizadas.

El uso aislado o el aprovechamiento parcial de los recursos para extraer tan sólo lo mejor de un sitio hidroeléctrico, mutilando las posibilidades totales de una combinación más amplia, pero produciendo una instalación limitada y elemental de bajo costo unitario ha llegado a su fin, ante los conceptos nuevos de aprovechamiento integral de los recursos y de conservación y protección de la riqueza natural de los países.

La electrificación de Centroamérica se encuentra en estos momentos en los primeros pasos de esta nueva era y ofrece posibilidades sumamente amplias para llegar a realizaciones de gran sentido positivo, utilizando al máximo y con objetividad tanto los recursos humanos como técnicos, financieros y políticos del estado y de la empresa privada, si se logra evadir el enfrascamiento en una lucha estéril de posiciones absolutas, que tan a menudo plaga y confunde la solución práctica de los problemas de las naciones.

Desde el punto de vista de organización, puede clasificarse a la industria eléctrica de Centroamérica como dentro de los conceptos de la electrificación rural con unos pocos centros urbanos de consumo principalmente doméstico y comercial, con actividad industrial incipiente. Por su magnitud, los problemas de Centroamérica representan un nivel de "pequeña electrificación" en contraste con los que podríamos llamar problemas de electrificación en gran escala de los países mayores del hemisferio en sus grandes centros urbanos, industriales y mineros. Debe notarse que también los países mayores del hemisferio presentan problemas de pequeña electrificación, equivalentes a los de Centroamérica, cuando se trata de situaciones regionales, equiparables a las de los países del Itsmo. Esto nos induce a pensar que en un Seminario Latinoamericano destinado a tratar de los problemas eléctricos del hemisferio, será necesario reconocer las características especiales con que se presentan los elementos del problema eléctrico cuando se traten en el nivel de pequeña o de gran electrificación.

Los elementos del planeamiento, organización, finanzas, tarifas, tecnología de los desarrollos, tecnología de la explotación, administración de los servicios,

están igualmente presentes en la gran y pequeña electrificación; pero la estructuración de una política orientadora del problema en cada circunstancia difiere sustancialmente, y estará influida en forma determinante por conceptos económicos.

Las bases para la formulación de esta política, las establecen: una evaluación clara y juiciosa de las necesidades, tanto palpables como potenciales, de la población; el análisis de las posibilidades físicas derivadas de los recursos naturales existentes; y, lo que podríamos llamar las condiciones de *financiabilidad* de los planes o realizaciones. (Por condiciones de *financiabilidad*, se entiende el análisis objetivo de la justificación económica de las obras que han de emprenderse más las posibilidades reales de obtener los fondos para llevarlas a cabo; o sea, la capacidad de financiarlas).

Los problemas de consecución de capital generalmente se subestiman y se tratan con ligereza y excesivo optimismo en las etapas formativas de un programa de electrificación, para encontrar luego que un esfuerzo esencialmente bien concebido fracasa o se retrasa por no tenerse un conocimiento práctico y efectivo de los mercados de capital. El problema es posiblemente más agudo en relación con la pequeña electrificación, en donde el balance financiero de los programas es sumamente tenue y con márgenes de rendimiento monetario exiguos e inexistentes en los períodos formativos del programa o de la empresa. En muchos casos esto se complica por la tendencia a querer producir obras grandiosas, que afectan el sentido de proporción entre inversiones y mercados. Los proyectos que se transforman en símbolo político o en oportunidad de exhibicionismo técnico, han constituido un evidente impedimento para poner en marcha programas de urgente necesidad en muchos lugares.

En cuanto a la electrificación en gran escala, generalmente el mercado tiene desarrollo previo y representa un problema típico de garantizar el crecimiento ininterrumpido; el rendimiento económico está asegurado y el problema consiste no tanto en demostrar la bondad financiera como en lograr continuidad en los ingentes recursos monetarios que la expansión del servicio requiere.

Esperamos que un Seminario de Electrificación Latinoamericano, en donde se puedan examinar muchos de los problemas esbozados aquí y aportar la experiencia, las ideas y el saber de los entendidos de los diversos países, habrá de ser un paso fundamental para el progreso de nuestro hemisferio.



## EL CASO CHILENO

por Raúl Sáez \*

Chile, como todos los países de América Latina, tiene, desde hace muchos años, un serio problema de energía. Manifestaciones de este problema son la crisis del carbón de los años veinte y la falta de abastecimiento eléctrico que comenzó a notarse a partir de 1936, que se acentuó después durante la segunda guerra mundial y alcanzó su momento culminante de crisis entre 1946 y 1948. En 1960, la falta de potencia instalada alcanzaba a un 15 por ciento. En este momento el país está entrando en una marcada crisis de sobreproducción de carbón.

La razón que explica este problema energético es fundamentalmente una falta de comprensión de él, y, por tanto, una ausencia de política en una materia de tanta trascendencia.

Hace 20 años (1940) la situación del abastecimiento eléctrico en Chile era la siguiente:

	kW	%
Autoprodutores . . . . .	285 200	61
Servicio Público C. C. E. provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua . . . . .	136 000	29.4
Servicio Público resto del país . . . . .	45 000	9.6
<b>Total.</b> . . . . .	<b>466 200</b>	

Estas cifras significaban: *a*) escasez general (92 vatios/habitante); *b*) racionamiento en las provincias principales; *c*) ausencia de energía industrial en el resto del país; y *d*) falta de servicio en gran número de localidades.

En esa época el gobierno decidió abordar el problema directamente, considerando: *a*) que la falta de energía eléctrica no permitía desarrollar el país; *b*) que las compañías privadas nacionales no estaban en condiciones de remediar esa falta; *c*) que las condiciones políticas no permitían extender el área de acción de las empresas de servicio público extranjeras; *d*) que sólo el estado estaba en condiciones de aprovechar los recursos hidroeléctricos respetando el uso múltiple del agua.

La intervención del estado modificó la situación de 1940 a 1958 del siguiente modo:

	kW	%
Autoprodutores. . . . .	483 000	47.7
Servicio Público C. C. E. provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua. . . . .	173 000	17.1
Servicio Público resto del país . . . . .	23 000	2.2
ENDESA (organismo del estado en todo el país) . . . . .	334 000	33.0
<b>Total</b> . . . . .	<b>1 013 000</b>	<b>100.0</b>

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.05.

En los años de 1959 a 1962 se agregarán las siguientes potencias, tanto de autoprodutores como de servicio público y privado y ENDESA.

	kW
1959 . . . . .	82 500
1960 . . . . .	93 000
1961 . . . . .	68 000
1962 . . . . .	90 000
<b>Total</b> . . . . .	<b>333 500</b>

Las inversiones realizadas por la empresa estatal ENDESA representaban hasta 1959 un esfuerzo de alrededor de 200 millones de dólares, de los cuales más o menos el 25 por ciento correspondía a financiamiento de organismos internacionales y de fabricantes (revalorizando los pesos y las divisas a su nivel de compra de 1958).

La ENDESA es una Sociedad Anónima cuyo principal accionista es la Corporación de Fomento de la Producción (más del 95 por ciento). El personal, totalmente chileno, alcanza a unas 6 000 personas y proyecta, construye y opera directamente sus propias instalaciones. Ha organizado dos empresas filiales y 13 cooperativas rurales para facilitar la distribución de electricidad en ciertas áreas del país.

El desarrollo de las obras eléctricas se ha hecho de acuerdo con un plan nacional que ha tomado especialmente en cuenta los recursos disponibles. Básicamente se han desarrollado los abundantes recursos hidráulicos que son casi nulos en las zonas desérticas del norte, aumentan paulatinamente hacia el sur, haciéndose muy importantes en la zona centro-sur y extremadamente abundantes en la zona sur. Los ríos corresponden a un régimen de deshielo en el norte y centro-norte acentuándose los recursos de invierno a medida que avanza hacia el sur. Por último, la zona centro-sur posee una gran capacidad de regulación natural. La potencia término medio que se considera posible instalar alcanza a 20 millones de kW, que debidamente interconectados pueden entregarse no como una seguridad hidrológica término medio sino considerablemente más alta.

Aparte de los recursos hidroeléctricos, el país posee reservas de carbones bituminosos (160 millones de toneladas posibles) de explotación submarina difícil; y hasta 30 000 millones de toneladas de carbones livianos, en la zona austral alejada de los grandes centros de consumo.

Los únicos yacimientos de petróleo conocidos se encuentran en el territorio magallánico y representan

una reserva de 15 millones de metros cúbicos; las posibilidades son considerablemente mayores. También existen yacimientos de gas natural en la misma zona.

El desarrollo eléctrico nacional ha tropezado con gran número de dificultades que se pueden clasificar en problemas generales, económicos, financieros, problemas técnicos en el proyecto, construcción y operación y problemas humanos.

Los problemas generales que se pueden mencionar son los siguientes:

a) Falta de conciencia pública sobre el problema eléctrico: su importancia, su permanencia, su crecimiento violento, etc. La solución es un largo proceso de educación pública.

b) Dificultades con las empresas de servicio público establecidas, tanto nacionales como extranjeras. Solución: aceptar a las empresas privadas idóneas como elementos de la solución; utilizarlas como distribuidoras de la energía, coordinar con ellas los programas de expansión e integrarlas dentro del programa nacional. Dar un trato justo a sus capitales.

c) Legislación inadecuada que no reconoce la necesidad de compensar el valor real de los capitales comprometidos. Este problema es particularmente grave en Chile a causa de la fuerte inflación. La solución consistió en modificar la legislación, como se hizo en el país en 1959.

d) Interferencia política o de intereses locales. Este problema es propio de toda empresa de carácter estatal. La solución es realizar las obras en función de planes económicos y técnicamente bien estudiados para justificar y defender los programas en curso de realización. En Chile no ha habido problemas serios en estas materias.

e) Falta de política de energía que permita entregar, racionalmente, a cada recurso energético un área de servicio definida. La solución es precisamente obtener la formulación de una política que permita atribuir a cada fuente de energía el tipo de consumo que pueda atender mejor desde un punto de vista del cliente y nacional.

f) Falta de apreciación sobre el valor económico de la electricidad. Este problema se enlaza principalmente con el a) y el e).

Los problemas más propiamente económicos son los siguientes:

a) Falta de antecedentes para proyectar los consumos. Este problema se deriva de la falta de antecedentes históricos en áreas que han carecido o han tenido un servicio eléctrico muy deficiente. En general, los métodos usados para resolver este problema han sido la comparación con áreas análogas más avanzadas; la correlación con otros datos, tales como población urbana y rural; actividad económica, etc.; el pronóstico económico y los planes de desarrollo de las actividades del área; los consumos de otros recursos

energéticos en el área; la política de tarifas que se aplicará.

b) Criterios económicos que han de ser definidos para la elección entre alternativas de solución desde el punto de vista del capital, de los costos de explotación, del componente de divisas, de la seguridad de servicio, etc. La mejor solución para este tipo de problemas es el intercambio nacional e internacional de informaciones y experiencias.

c) El papel de la empresa privada nacional y extranjera en los desarrollos; según nuestra política el más amplio posible.

d) La política tarifaria.

Los problemas de financiamiento son numerosos. Se derivan de la magnitud del problema que en el caso de las áreas poco desarrolladas económicamente se agrava porque el aumento de la población total es muy alto; porque hay un constante incremento del área servida, y porque la elasticidad de la demanda en materia eléctrica es muy elevada. El problema del financiamiento, tropieza con tres limitaciones: falta de capital interno que difícilmente se interesa por un negocio controlado y limitado en su rentabilidad; baja rentabilidad propia de las empresas por la legislación tarifaria inapropiada a que ya hemos hecho referencia; insuficiencia de los créditos externos disponibles para abordar estos problemas.

La solución de este problema de financiamiento reside principalmente en obtener una legislación tarifaria apropiada y realizar un estudio a fondo de la política para hacer frente a factores tan importantes como la energía de temporada, las tarifas horarias; las regiones geográficas en un sistema interconectado, la naturaleza del consumo, etc.

Los problemas técnicos que se han encontrado en el caso chileno son típicos de los países de igual nivel de desarrollo. La enumeración de algunos de ellos son: falta de mapas; carencia de estudios geológicos de tipo general; falta de datos hidrometeorológicos con suficiente número de años de observación dignos de confianza; escasez de personal y equipos para los estudios; falta de empresas constructoras nacionales con experiencia en algunos problemas muy especializados de centrales y obras eléctricas; carencia de ciertos materiales adecuados; falta de facilidades generales, como caminos, escuelas, hospitales; escasez de medios de comunicación de mensajes apropiados para la operación; insuficiencia de personal especializado para la operación.

En muchos de los problemas anteriores se ha visto que uno de los tropiezos serios que encuentra un plan nacional de electrificación es el elemento humano. Si bien la ENDESA ha resuelto su problema enteramente con personal chileno, ello ha sido posible porque desde el primer momento se ha reconocido la necesidad de formar este personal y se ha tenido especial cuidado en ello.

## PREVISIÓN DE DEMANDAS Y CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHILE

por *Edmundo Bordeu P.\**

En 1960 el consumo bruto de energía eléctrica en Chile fue de unos 4 570 millones de kWh, lo que representa aproximadamente el 40 por ciento del consumo total de energía inanimada del país. De estos 4 570 millones, unos 2 070 millones son producidos y consumidos directamente por las grandes empresas mineras e industriales, principalmente por la minería del cobre (29 por ciento del total del consumo de energía eléctrica del país), la minería del salitre (7 por ciento), la industria del papel (4 por ciento) y la del cemento (2 por ciento). Los 2 500 millones de kWh restantes se destinan al servicio público. En el presente informe se han estudiado sólo las previsiones de la energía eléctrica destinada al servicio público, sin analizar el consumo de los autoprodutores. Este está ligado al desarrollo que puedan tener en el futuro las industrias básicas mencionadas anteriormente, cuya producción depende en forma importante de los mercados de exportación.

Para prever la demanda y consumo de la energía eléctrica destinada al servicio público, es necesario analizar por separado las diversas regiones del país, por sus diferentes características climáticas, económicas, demográficas y de desarrollo general. Además, su suministro eléctrico ha sido muy desigual, lo que ha condicionado, y condicionará todavía durante cierto tiempo, la forma en que crecerá el consumo.

A continuación, se describen las principales características de estas regiones y los métodos que se han empleado para preparar las previsiones.

### 1. *Región Central*

Comprende las provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua, en las que se concentra el 43 por ciento de la población del país, y hasta hace unos 15 años se concentraba también casi toda la producción industrial, salvo la industria extractiva de la gran minería. Desde principios de siglo ha contado con servicio eléctrico suministrado por la Compañía Chilena de Electricidad, subsidiaria de la American and Foreign Power Co. El suministro fue normal hasta hace unos 10 años, pero posteriormente, por falta de potencia disponible, todos los inviernos se ha visto sometido a racionamientos y restricciones más o menos estrictos. Por estos motivos, esta región, que entre los años 1932 y 1952 había aumentado su demanda a razón de un 7.5 por ciento acumulativo anual, ha visto reducido este crecimiento a sólo un 4.2 por ciento anual después de 1952, a pesar de que el crecimiento de su po-

blación ha sido muy importante. (La población de estas tres provincias ha aumentado en un 76 por ciento entre 1940 y 1960, en comparación con un aumento de sólo 30 por ciento para el resto del país durante igual período.)

Para estimar el crecimiento de los consumos de esta región se han proyectado las tasas de crecimiento observadas a través de la estadística, tomando en consideración que la actual situación de déficit se mantendrá todavía por algún tiempo y sólo desaparecerá a medida que la Compañía Chilena de Electricidad construya nuevas plantas y la ENDESA disponga de mayores excedentes para vender a la Compañía Chilena. (La ENDESA vende actualmente a la citada Compañía, aproximadamente el 45 por ciento de la energía que ésta distribuye, pero sólo en calidad de excedentes, una vez abastecidos todos los consumos de la zona donde la ENDESA es concesionaria.)

Si se analiza la evolución que entre los años 1929 y 1940 siguieron en esta región la demanda y el consumo de electricidad, pueden apreciarse claramente las siguientes tasas de crecimiento:

a) cuando hubo un suministro sin restricciones o con restricciones leves (años 1932 a 1952, con un crecimiento acumulativo anual de 7.5 por ciento) y

b) a partir de 1952, cuando fue necesario aplicar fuertes restricciones (crecimiento acumulativo anual de 4.2 por ciento).

Basándose en estos antecedentes se ha estimado que en los próximos años el crecimiento se mantendrá alrededor del 5 por ciento anual, para ir aumentando en forma paulatina a medida que desaparezcan las restricciones, aproximadamente un 8 por ciento anual, cifra que se considera normal para esta región.

Con respecto al factor de carga anual del consumo, éste se mantiene en la actualidad en 0.55 como resultado de las restricciones que se aplican durante el invierno. Una vez que desaparezcan las limitaciones del suministro, el factor de carga, como en períodos anteriores, deberá disminuir a un 0.50 aproximadamente.

### 2. *Región Central Sur*

Comprende la zona al sur de Santiago, hasta Puerto Montt, con una longitud total de unos 1 000 kilómetros. En esta región vive el 43 por ciento de la población del país, en forma bastante dispersa, con ciudades, en general, de no más de 60 000 habitantes. El suministro eléctrico fue muy rudimentario hasta hace pocos años y los consumos se desarrollaron muy lentamente. La ENDESA abordó el desarrollo de los con-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.18.

sumos hidroeléctricos construyendo en primer lugar sistemas eléctricos aislados que luego fue uniendo a través de la línea de interconexión con lo que pudo ofrecer en forma progresiva un suministro eléctrico sin restricciones y de buena calidad. Al comienzo, el crecimiento de los consumos fue explosivo, tanto porque desaparecieron las restricciones como porque se formaron nuevas industrias y se extendió el servicio a zonas que no lo tenían.

Tanto en la zona de Buin-Temuco como en la de Lanco-Puerto Montt se produjo un fuerte crecimiento del consumo de energía al entrar en servicio las correspondientes centrales generadoras. Ese crecimiento se ha mantenido por una docena de años con un ritmo aproximado del 17 por ciento acumulativo anual. En la zona Lanco-Puerto Montt se ha producido en los últimos años una disminución notoria del crecimiento, explicable, en parte al menos, por los reajustes en las tarifas, cierto receso económico en la zona y, finalmente, los sismos del año 1960.

A pesar del crecimiento muy similar que puede observarse en ambas zonas de esta región, no es posible aplicar en este caso el método de proyectar hacia el futuro las tasas de crecimiento observadas. La región se encuentra todavía en proceso de electrificación y, si bien hay sectores que tienen servicio desde hace más de 10 años, hay otros que cuentan con él sólo hace 2 o 3 años, y otros finalmente, como la zona entre Temuco y Lanco, que sólo ahora comienzan a electrificarse.

Además de las diferencias en el grado de electrificación, hay en esta región grandes variaciones en la riqueza agrícola, tamaño y número de las poblaciones, grado de industrialización, necesidades del regadío mecánico, etc., que hacen necesario abordar la previsión analizando separadamente cada sector. La necesidad de programar el desarrollo del sistema de transmisión y fijar la capacidad de las subestaciones receptoras, obliga también a esta previsión parcial.

El método adoptado en este caso consiste en evaluar separadamente en cada sector las necesidades de los distintos grupos de consumidores de acuerdo con la experiencia adquirida durante el desarrollo de la región, y recurriendo a los programas específicos de los clientes en el caso de los consumos industriales importantes.

Los antecedentes reunidos durante los 10 a 15 años de progresiva electrificación han permitido establecer la forma en que se desarrollan los consumos rurales, urbanos y de regadío mecánico, según las características agrícolas de la zona, la densidad de su población, el grado de desarrollo industrial, etc. Así es posible, por comparación con zonas de características similares cuyo desarrollo se conoce, evaluar el crecimiento que presentarán los distintos tipos de clientes de un sector de la región. A estos consumos habrá que sumar los de las minas e industrias importantes, que se obtienen consultando directamente a los clientes sobre sus programas de desarrollo.

El procedimiento que se sigue en la práctica es realizar visitas periódicas a las distintas zonas para obtener antecedentes sobre el desarrollo agrícola, urbano e industrial por medio de contactos directos con los representantes de las diversas actividades y con las autoridades de la zona. La información obtenida, unida al uso adecuado de las estadísticas de otras zonas, permite hacer una previsión de la forma en que se desarrollará el consumo de cada sector.

Aun cuando las cifras que siguen son de orden muy general, ya que varían entre límites bastante amplios, puede decirse que la demanda de las poblaciones urbanas es de 40 a 60 vatios por habitante al iniciar el suministro, y que esta demanda crece a razón de un 20 a 30 por ciento anual durante los primeros años para ir disminuyendo paulatinamente y estabilizarse en 8 a 10 por ciento al cabo de 4 a 5 años. Los factores de carga anual son inicialmente bastante bajos, próximos a 0.30, y crecen al comienzo muy lentamente para estabilizarse al cabo de algunos años en 0.40 a 0.45.

Los consumos rurales se desarrollan gracias a cooperativas de electrificación rural, en las cuales los consumos por cliente son de 5 500 a 8 500 kWh por año, con densidades de 0.8 a 1.2 clientes por kilómetro de línea de transmisión (13.2 kV). El porcentaje actual de predios electrificados es aún muy bajo, un 2.2 por ciento, por lo que el aumento de los consumos rurales proviene principalmente de la extensión del servicio a nuevos clientes.

### 3. Región Norte

Comprende la zona situada al norte de Santiago hasta Arica. Esta región está poblada en forma muy dispersa y la mayor parte de los consumos no se encuentran interconectados —salvo en el sector hasta La Serena—, sino alimentados separadamente. En esta región se encuentran las grandes minas de cobre y salitre, que cuentan con instalaciones propias de generación y que, como se dijo en un comienzo, no se consideraron en las previsiones.

Los consumos agrícolas son de poca importancia y están situados en la parte sur, hasta La Serena, siendo la parte norte casi totalmente desértica. Las poblaciones urbanas han tenido hasta hace poco un suministro eléctrico muy deficiente, y sólo en los últimos años la ENDESA se ha hecho cargo de la distribución instalando plantas generadoras locales de tipo diesel.

Como los consumos no suelen estar interconectados, es necesario hacer previsiones independientes para las distintas poblaciones, para lo cual se ha utilizado el mismo método de comparaciones y agrupación por tipos de consumidor empleado en la región central sur.

Los consumos de esta región se han desarrollado en forma similar a la observada en la región central sur, pero con algunas características propias provenientes del clima seco y caluroso y la poca disponibilidad de combustibles. Ello reduce las variaciones esta-

cionales del consumo entre verano e invierno y acentúa los consumos en cocinas y calentadores de agua eléctricos.

En esta región existen también numerosos establecimientos mineros de tamaño mediano y pequeño que actualmente no son servidos por las empresas distribuidoras, pero que podrán serlo en el futuro, a lo menos en parte, cuando se construyan las líneas de interconexión programadas. Para evaluar estos futuros consumos se ha recurrido a tomar contacto con los posibles clientes y a analizar sus perspectivas de desarrollo.

Finalmente cabe agregar que los métodos aquí expuestos se refieren a las previsiones de crecimiento a largo plazo, de 10 a 12 años, que se utilizan para programar la construcción de centrales generadoras y los sistemas de transmisión e interconexión. Además de estas previsiones se realizan otras, de las que no se trata en este trabajo, a 1 o 2 años plazo, con fines de ampliación de las instalaciones de distribución, y, por último, las previsiones anuales para programar la operación del sistema interconectado y tener la posibilidad de calcular los presupuestos de entradas por venta de energía.

# LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN CHILE POR MEDIO DE COOPERATIVAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ORGANIZADAS POR LA ENDESA

por Gustavo Cuevas G.\*

La Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA), subsidiaria de la Corporación de Fomento de la Producción, tiene como objetivo principal la realización del Plan de Electrificación del país. En dicho plan se estudia, además de la instalación de centrales eléctricas y sus correspondientes líneas de transmisión y subestaciones para hacer llegar la energía a los centros de consumo, la electrificación de los predios agrícolas.

## 1. Cooperativas de consumidores

El suministro de energía eléctrica a los consumidores agrícolas se ha realizado principalmente por medio de la formación de cooperativas de consumidores rurales, pues se ha llegado a la conclusión de que esta forma de organización constituye el medio más económico. Sin embargo, también varias empresas de servicio público distribuyen energía eléctrica a consumidores agrícolas dentro de sus respectivas zonas de concesión.

En las cooperativas de electrificación rural, los cooperados son dueños de las instalaciones, administradores de la organización a través de su consejo directivo y consumidores de la energía que adquieren de la ENDESA y que ellos mismos distribuyen. En esta forma, los miembros de las cooperativas obtienen el beneficio de una administración económica, pues no es el objetivo de las cooperativas obtener utilidades en el negocio, sino solamente poner a disposición de sus socios la energía eléctrica necesaria para las labores agrícolas.

La ENDESA vende la energía eléctrica directamente a las cooperativas en las subestaciones que ha construido. Normalmente, la energía es entregada en estas subestaciones al voltaje de 13 200 V siendo de cargo de las cooperativas las inversiones correspondientes a las líneas y a las subestaciones de distribución, para atender a los consumos. Los capitales necesarios son aportados por los socios a las cooperativas exclusivamente para la construcción de estas obras, quedando a cargo de la ENDESA las inversiones necesarias para la generación y distribución primarias.

### a) Organización

Para la formación de las Cooperativas de Abastecimiento de Energía Eléctrica, personal especializado de la ENDESA conversa con los agricultores de una zona y los interesa para que se agrupen y constituyan una cooperativa.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.32.

Con tal objeto, se somete a la consideración de los posibles interesados un anteproyecto y presupuesto que prevé lo necesario para el suministro a sus predios y que considera además las necesidades futuras de la región.

### b) Financiamiento

Las obras son normalmente financiadas por los interesados, con el concurso de las municipalidades correspondientes cuando el posible trazado sirve para la electrificación de alguna zona urbana.

El aporte de cada socio se fija principalmente en relación a la magnitud de la obra que es necesario construir para servirlo, de acuerdo con normas estudiadas para este objeto.

Sin perjuicio de lo anterior, la ENDESA prevé para la ejecución de los proyectos y la construcción de las instalaciones, créditos a un año plazo con un recargo de 2 por ciento sobre el total de las cuotas asignadas a los interesados en electrificar sus predios agrícolas. Se aplica este recargo como compensación de los gastos que demanda el control y registro de los documentos de crédito, gastos de cobranza, impuestos y secretaría. Estos créditos cubren el 75 por ciento de la cuota asignada a cada cooperado en el financiamiento de las obras.

Como a la ENDESA no le es posible dar plazos mayores para estos créditos, se ha obtenido del Banco del Estado de Chile que otorgue préstamos preferenciales a un plazo de 4 años por un 80 por ciento del total de la cuota asignada.

Estos créditos son controlados por el Banco a través de su Departamento Agrícola y sólo se pueden destinar a la ejecución de obras de electrificación rural.

### c) Construcción

La ENDESA encomienda la ejecución de las instalaciones a contratistas especializados, seleccionados mediante propuestas, y supervigila su construcción. Los proyectos son confeccionados de acuerdo con normas y planos tipos que la ENDESA ha implantado basándose en la experiencia adquirida en esta clase de obras, lo que se traduce en economía en las instalaciones y bajos costos de explotación.

Para la ejecución de las instalaciones, la ENDESA mantiene fábricas de postes de concreto armado y suministra también a las cooperativas otros materiales o equipos de difícil adquisición en el comercio.

#### d) Operación

Una vez terminada la construcción de las obras, la cooperativa se hace cargo de la explotación y mantenimiento de sus líneas bajo la supervigilancia de la ENDESA.

La ENDESA se encarga también de establecer legalmente las cooperativas, obteniendo la aprobación de sus estatutos y su personalidad jurídica. Les organiza su administración, supervigila inicialmente la contratación de personal, la adquisición de elementos de conservación, la apertura de sus libros de contabilidad, etc.

En esta forma, las cooperativas inician sus operaciones bajo las normas que la ENDESA ha adoptado y que permiten asegurar la buena marcha de estas sociedades.

Además, durante su funcionamiento, las cooperativas encuentran en la ENDESA una asesoría permanente en materia de proyectos, tarifas, programas de conservación y mantenimiento de sus instalaciones, recomendaciones de orden legal y tributario, etc.

La ENDESA se encarga, también, de proporcionar a las cooperativas normas de carácter técnico y administrativo, para su mejor funcionamiento. Los estatutos de las cooperativas tienen cláusulas mediante las cuales la Corporación de Fomento de la Pro-

ducción, a través de la ENDESA, mantiene fiscalización técnica y financiera, pudiendo recomendar las medidas necesarias para su mejor marcha.

Las cooperativas reciben suministro eléctrico de la ENDESA y sus socios pueden utilizar la energía eléctrica en toda clase de instalaciones, sean de carácter doméstico, agrícola o industrial, incluyendo el riego de los campos por medio de bombas accionadas con motores eléctricos.

Además de los predios agrícolas, las cooperativas abastecen con sus líneas a las municipalidades que dan servicio público a los pueblos de la zona y a las industrias importantes, siempre que su demanda no sea superior a 1 000 kW, en cuyo caso son servidos directamente por la ENDESA.

#### 2. Desarrollo alcanzado

Inmediatamente que entró en servicio la central hidroeléctrica Pilmaiquén, a fines de 1944, se inició la electrificación de las áreas rurales correspondientes a la zona servida por esta central. Posteriormente, y a partir de 1948, con la puesta en servicio de las centrales Sauzal, Abanico, Molles y Cipreses, la electrificación rural se extendió también a las zonas abastecidas por ellas.

A fines de 1961 se encontraban en explotación 17

Cuadro 1

#### CHILE: COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN FUNCIONAMIENTO (Índices calculados al 31 de diciembre de 1960)

Cooperativa	Año de instalación	Líneas de alta tensión (km)	Número de socios			Número de habitantes en predios y pueblos servidos			Número de pueblos servidos <sup>c</sup>	Longitud de líneas de alta tensión por socio (km/socio)	Consumo medio mensual por socio rural (kWh)
			Predios rurales	Municipios	Total	Rurales <sup>a</sup>	Urbanos <sup>b</sup>	Total			
1. Osorno . . .	1945	710	649	6	655	21 330	2 153	23 483	6	1.08	452
2. Río Bueno-Ranco . . .	1948	211	243	2	245	4 333	1 864	6 197	3	0.86	289
3. Llanquihue . . .	1949	189	188	4	192	3 680	2 681	6 361	6	0.98	431
4. Paillaco . . .	1949	93	93	1	94	3 681	1 029	4 710	1	0.99	596
5. Talca . . . . .	1950	339	507	6	513	21 792	7 060	28 852	13	0.66	725
6. Chillán . . . .	1951	528	517	13	530	16 468	14 528	30 996	17	0.99	575
7. Charrúa . . . .	1951	144	103	1	104	5 296	2 375	7 671	3	1.38	512
8. Curicó . . . . .	1951	54	88	—	88	4 681	—	4 681	—	0.61	553
9. Los Angeles . . .	1953	152	104	—	104	11 895	—	11 895	—	1.46	1 320
10. Elqui . . . . .	1955	24	13	—	13	1 433	—	1 433	—	1.85	1 446
11. Teno . . . . .	1956	86	140	1	141	3 838	192	4 030	1	0.61	227
12. Linares . . . . .	1956	110	86	3	89	4 919	3 971	8 890	5	1.24	2 091
13. Parral . . . . .	1957	105	42	1	43	3 603	2 423	6 026	3	2.44	1 176
14. Limarí . . . . .	1959	27	8	2	10	200	1 445	1 645	3	2.70	98
15. Malleco . . . . .	1959	6	10	1	11	168	762	930	1	0.54	97
16. Rapel . . . . .	1959	47	11	2	13	1 137	1 278	2 415	2	3.62	707
17. Temuco . . . . .	1960	27	3	—	3	62	—	62	—	9.00	—
<b>Total . . . . .</b>		<b>2 852</b>	<b>2 805</b>	<b>43</b>	<b>2 848</b>	<b>108 516</b>	<b>41 761</b>	<b>150 277</b>	<b>64</b>	<b>1.00</b>	<b>604</b>

<sup>a</sup> Estadísticas de la Secc. Electrificación Rural (Depto. Distribución, ENDESA).

<sup>b</sup> Censo de 1952.

<sup>c</sup> En algunos casos hay municipalidades que tienen jurisdicción sobre varios pueblos o aldeas. No se han considerado en estas cifras los pueblos servidos por líneas de cooperativas en que el concesionario de distribución es la ENDESA o alguna de sus filiales. El número de éstos alcanza a 16 con 43 288 habitantes.

cooperativas de electrificación rural, servidas por estos sistemas hidroeléctricos interconectados. En la segunda región geográfica estaban en operación las cooperativas de Elqui y Limarí. En la tercera región, las de Rapel, Teno, Curicó, Talca, Linares y Parral. En la cuarta región, las de Chillán, Charrúa, Los Angeles y Malleco y en la quinta región las cooperativas de Temuco, Paillaco, Río Bueno-Ranco, Osorno y Llanquihue.

Estas cooperativas explotan hoy día 2 852 kilómetros de líneas de distribución de 13 200 V y cuentan con 2 848 socios consumidores, o sea, tienen una densidad de 1.00 kilómetro de línea de 13 200 V por predio electrificado.

En el cuadro 1 se muestran los índices principales correspondientes a estas 17 cooperativas.

Además de las cooperativas mencionadas, en 1961 estaban en formación y con parte de sus redes construidas o en proyecto, las cooperativas de Choapa, Villarrica y Panguipulli.

Como un índice de la capacidad de consumo de energía eléctrica en la agricultura, en el estado actual de desarrollo de Chile, se señalan en el cuadro 2 las cifras correspondientes a la cooperativa de Osorno, que fue la primera que se organizó.

Al realizar la ENDESA la distribución de energía eléctrica en las zonas rurales del país en la forma indicada y en estrecha coordinación con la realización del plan de construcción de centrales hidroeléctricas,

líneas y subestaciones primarias, está fomentando la producción por medio de la mecanización de las faenas agrícolas. Esto ha permitido aumentar el rendimiento del trabajo y proporcionar al sector rural un nivel de vida equivalente, en ciertos aspectos, al de los que viven en los pueblos y ciudades, contribuyendo así a suprimir uno de los factores que influyen en la emigración de la población agrícola a los centros urbanos.

La formación de Cooperativas de Abastecimiento de Energía Eléctrica, que ha permitido en cortos años proporcionar energía a 2 805 consumidores agrícolas y a 64 pueblos, es sólo una pequeña parte del programa de electrificación rural, ya que es el propósito de la ENDESA abarcar todas las zonas agrícolas de Chile. Es así como, simultáneamente con la formación de cooperativas, la ENDESA, en las zonas en que predominan los centros urbanos, ha organizado Empresas Eléctricas de Distribución, las cuales también han extendido sus servicios a las áreas rurales que circundan a las poblaciones. A la fecha de este informe, dichas Empresas Eléctricas cuentan con 3 508 clientes agrícolas, cuyo consumo medio mensual fue de 286 kWh durante el año 1960.

Ello está posibilitando el incremento del rendimiento agrícola del país, ya que ha permitido, mediante el riego mecánico, incorporar a la agricultura 16 967 hectáreas de nuevas tierras cultivables (3 604 hectáreas en cooperativas y 13 363 en Empresas Eléctricas), cumpliendo así uno de los propósitos de aumento de la producción agrícola que forma parte de los planes de la Corporación de Fomento de la Producción.

La cifra relativamente baja de las hectáreas regadas a través de cooperativas, se debe principalmente a que éstas se encuentran ubicadas en zonas lluviosas o con predominio del riego gravitacional.

Por otra parte, gracias a las cooperativas ha sido posible la instalación de diversas industrias madereras, lecheras, azucareras y otras, elaboradoras de productos agropecuarios, como fábricas de lino, elaboradoras de la patata, molinos, estaciones experimentales genéticas, etc.

Dentro de los predios agrícolas, la energía eléctrica ha permitido mecanizar faenas como el ensilaje, la picaduría de leña, ordeño, enfriadoras de leche, crianza de aves, de cerdos, etc., secado y selección de granos, vendimias, riego mecánico, bombas elevadoras para agua potable, además de talleres mecánicos para la reparación rápida de la diversa maquinaria agrícola.

En el aspecto social y cultural, las cooperativas han contribuido a la creación de cursos nocturnos de alfabetización para adultos, salas de cine; han estrechado los vínculos de convivencia entre los asociados y, en general, han proporcionado mayor comodidad a la gente que vive en el campo, arraigando al campesino a su tierra.

**Cuadro 2**

CHILE: ÍNDICES ANUALES DE LA COOPERATIVA RURAL ELÉCTRICA DE OSORNO, 1945-60

Año	Número de predios electrificados	Longitud de líneas de 13 200 V por predio (Km/cons)	Consumo medio mensual por consumidor (kWh)
1945	65	1.07	99
1946	115	1.24	122
1947	207	1.04	142
1948	225	1.15	275
1949	254	1.26	315
1950	310	1.14	315
1951	314	1.18	372
1952	429	1.20	404
1953	450	1.20	451
1954	480	1.20	502
1955	566	1.19	497
1956	581	1.18	546
1957	627	1.10	517
1958	634	1.10	532
1959	641	1.09	503
1960	649	1.08	452 <sup>a</sup>

<sup>a</sup> El descenso se debe en gran parte a los sismos de mayo de 1960 que originaron la paralización temporal de varias industrias de la zona.



## LA NACIONALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO

por la *Comisión Federal de Electricidad de México* \*

El uso de la electricidad se inició en México el año 1879, con la instalación de una planta de 1.8 kW, en una fábrica textil en la ciudad de León del estado de Guanajuato, destinada únicamente a la satisfacción de sus necesidades industriales. A partir de esa fecha, sucesivamente, se instalaron más plantas en diversas ciudades del país y en algunos fundos mineros, particularmente en explotaciones de oro y plata, que existían desde la época colonial, siendo lógico que así ocurriera, puesto que entonces la fuente principal de la economía del país era la minería.

El hecho de que las plantas para uso industrial, minero y textil, permanecieran ociosas durante las horas del día en que se suspendían las labores, sugirió a sus propietarios la conveniencia de vender electricidad a las poblaciones en donde estaban ubicadas o a las próximas, para uso público y doméstico, dando origen al servicio mixto.

En 1881, comenzó a funcionar en la ciudad de México la primera empresa dedicada a la producción y venta de energía eléctrica para alumbrado, transportes urbanos y uso doméstico, con una planta de vapor de 2 240 kW, originando el establecimiento de empresas de servicio público, cuya multiplicación se realizó en forma tal, que en el año 1900 ya se habían establecido empresas principales en las ciudades de México, Campeche, Guadalajara, Guanajuato, Mazatlán, Orizaba, Parral, Puebla, Tampico, Tehuantepec y Toluca; y varias más, de menor importancia, en otras ciudades del país.

Entre 1901 y 1910 hubo un nuevo aumento en el número de empresas, así como un notorio incremento en la capacidad productora de energía, por lo que se registró una mayor prestación de servicios eléctricos, especialmente en las regiones del país próximas a sitios donde pudieren hacerse aprovechamientos hidráulicos.

En 1910, de acuerdo con datos estadísticos inciertos, puede estimarse que en la República Mexicana había instalados aproximadamente 50 000 kW, de los cuales solamente una pequeña parte correspondía a servicios públicos, operando las plantas en forma tal que en ese año el consumo aproximado fue de 2.5 kWh por habitante, cifra que para un país con una población de 15 millones, significaba un índice paupérrimo.

La buena acogida que tuvo ese servicio y las facilidades y concesiones que otorgaron las autoridades a los empresarios, contribuyeron entonces a que aumentaran las obras de electrificación. No obstante

ese estímulo, las obras eléctricas sólo se realizaron buscando el mayor rendimiento para los inversionistas, razón por la cual únicamente las principales poblaciones de la República y las regiones mineras e industriales, se electrificaron en forma incipiente, postergando ciudades de menor importancia y poblaciones pequeñas sin capacidad de rendimiento económico, a las que por falta de servicio eléctrico se les limitó su progreso.

Entre 1879, en que se instaló la primera planta eléctrica en el país, y 1910, año en que se inició la revolución mexicana, el medio nacional fue propicio para el establecimiento de empresas eminentemente lucrativas, solamente en ciudades cuya población tenía capacidad de pago, ya que el poder lo detentaba una pequeña oligarquía que gravitaba sobre una clase media oprimida y miserable y sobre la gran masa de población obrera y campesina que hasta entonces vivía en miserables condiciones.

Entre los años 1911 a 1920, que comprenden precisamente la etapa bélica de la revolución mexicana, por las razones ya apuntadas y las dificultades constantes en que vivió el país, el desarrollo de la industria eléctrica continuó con lentitud.

Las empresas establecidas siguieron ampliando su capacidad de producción con la instalación de más unidades y la construcción de nuevas redes de distribución; las que entonces se fundaron sólo pudieron realizar sus trabajos con grandes dificultades; y unas y otras, apoyaron su funcionamiento en el mismo afán de obtención de utilidades.

En esa misma etapa, cuando principió a consolidarse el triunfo de la Revolución, la administración pública, con apoyo en la Constitución expedida en 1917, principió a ocuparse de la industria eléctrica nacional a través de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, creada por la Ley de Secretarías de Estado de 31 de marzo de 1917.

Posteriormente, comprendiendo el gobierno federal la necesidad de intervenir en el desarrollo de una industria vital para la nación, el 29 de diciembre de 1922 creó la Comisión de Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, organismo que fue transformado el 10 de febrero de 1925 y el 18 de marzo de 1926, para subsistir como Comisión Nacional de Fuerza Motriz, que fue el medio inicial de intervención de la administración pública en el funcionamiento de las empresas eléctricas, tratando de regular sus actividades por la nueva legislación revolucionaria y de orientarlas hacia un beneficio colectivo.

El 30 de abril de 1926, el ejecutivo federal expidió

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.05a.

el Código Nacional Eléctrico, que contuvo una serie de disposiciones administrativas, como eran las de reservar al gobierno federal la jurisdicción para reglamentar, regular y vigilar la generación de energía eléctrica; que la industria eléctrica era de utilidad pública; y que la aplicación de este instrumento legal quedaba a cargo de la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, pero no se ocupaba de disposiciones tan importantes como las normas que debían regir las concesiones.

El reglamento del Código Nacional Eléctrico fue expedido el 15 de agosto de 1928, disponiendo fundamentalmente que correspondía a la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo, el otorgamiento de las concesiones para la generación de energía eléctrica por medios térmicos; reglamentó las concesiones en diversos aspectos y fijó su duración en 50 años prorrogables y las causas de su caducidad, así como la confirmación de las concesiones anteriores otorgadas por las administraciones de los estados y de los municipios.

Ordenamiento de gran importancia en la evolución de la industria eléctrica de México fue la Ley de Aguas de Propiedad Nacional, promulgada el 6 de agosto de 1929, ya que si bien remitió a orden posterior de preferencia las solicitudes de concesión de uso de aguas de propiedad nacional para la producción de energía eléctrica, en cambio introdujo disposiciones rígidas para otorgarlas, tal como la de realizar obras de aprovechamiento previas, sujetas a determinadas condiciones y recepción satisfactoria por parte de la Secretaría de Agricultura, para extender la concesión definitiva; redujo a 75 años el plazo máximo de las concesiones y modificó el alcance de la reversión de los bienes al dominio del estado a su término, por una parte, extendiéndola a todas las concesiones otorgadas sin dependencia de su fenecimiento y por otra, limitándolo a los planos, estudios, memorias, etc., y a las obras construidas en los cauces y zonas propiedad de la nación; suprimió la excepción que hacía la ley de 1910 de que las concesiones quedaran sujetas a las leyes y disposiciones que se dictaran en lo sucesivo, siempre que no contrariaran las estipulaciones de los contratos. Facultó al jefe del ejecutivo para modificar los derechos de los concesionarios para la satisfacción de usos domésticos y servicios públicos de las poblaciones, cuando así lo demandara la aplicación de las leyes agrarias o la de aguas para su mejor utilización tanto en la ejecución de obras de utilidad pública, como en la disminución del caudal de las fuentes de abastecimiento; para reglamentar el uso de las aguas; la modificación de los derechos establecidos en las concesiones si era necesario; y para expropiar, mediante indemnización, los aprovechamientos cedidos en concesión. Además, facultó a la nación para hacer directamente aprovechamientos de aguas.

Desarrollada la industria eléctrica en la forma descrita, con la participación de las empresas establecidas y con el control y las limitaciones que empezó a ejercer el gobierno federal, el año 1930 el total de la capacidad instalada para servicios públicos era de

360 000 kW, con una generación anual de 1 291 millones de kWh y que con una población de 16 552 000, indica un consumo anual de 84 kWh por habitante.

Consciente la administración pública de que el progreso de la industria eléctrica y la extensión de sus beneficios a todos los ámbitos del país, no podía apoyarse en empresas movidas fundamentalmente en afán de lucro que sólo vendían sus servicios a la industria y a las poblaciones de alta capacidad económica, el Congreso de la Unión, por decreto de 29 de diciembre de 1933, autorizó al ejecutivo federal para constituir la Comisión Federal de Electricidad.

El organismo cuya creación se autorizó entonces, había de tener por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mejor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. Al mismo tiempo, se le facultaba para formular un estudio del sistema nacional de electrificación, interviniendo en operaciones relacionadas con generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo la posibilidad de adquirir bienes muebles, inmuebles o valores relacionados con la propia industria, organizar empresas regionales y locales de carácter semioficial que pudieran vender energía a precios equitativos, y organizar cooperativas de consumidores de energía eléctrica para procurar su abastecimiento en las mejores condiciones económicas.

Sin que para entonces se hubiese constituido la Comisión Federal de Electricidad, por decreto promulgado el 10 de enero de 1934, el Congreso de la Unión reformó la fracción X del artículo 73 de la Constitución para otorgar sólo al propio Congreso la facultad de legislar sobre energía eléctrica. Entonces se consideró indispensable esta medida, ya que sin ella no podía iniciar el gobierno federal la labor que se proponía en materia de electricidad, dentro del régimen jurídico nacional mexicano.

Basándose en los dos ordenamientos anteriores, el primero otorgándole la facultad y el segundo federalizando la industria eléctrica, así como en una reforma del primero expedida el 15 de abril de 1937, la que sólo amplió la Comisión con un mayor número de representantes, el 24 de agosto de 1937 el ejecutivo promulgó la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad, apoyado en términos generales para sus fines y funcionamiento en el decreto de 29 de diciembre de 1933.

Esta etapa de propósitos y comienzo de realización del gobierno federal, de extender los beneficios de la electricidad con afanes de progreso nacional y superación humana, culminó con la expedición de la Ley de la Industria Eléctrica de 31 de diciembre de 1938, en la que ordenó, principalmente, las normas generales para otorgar permisos y concesiones en materia de electricidad, ya que siguió sosteniendo las bases fundamentales de los contratos-concesión otorgados por el gobierno federal desde fines del siglo pasa-

do, en el sentido de respetar su existencia hasta los plazos de vida estipulados originalmente y al igual que en esos contratos-concesión, determinó que los que se establecieron en el futuro, deberían ser también a plazo fijo, después del cual todos los bienes e instalaciones propias de las empresas pasarían a poder del estado, sin costo alguno.

En 1941, cuatro años después de constituida la Comisión Federal de Electricidad, su labor era exigua, sobre todo si se toman en cuenta las grandes necesidades nacionales en materia de electricidad, ya que para entonces, no obstante los grandes esfuerzos realizados, todavía no manifestaba ninguna acción positiva sobre la cual apoyarse para comenzar a resolver el problema de demanda de energía eléctrica, por haberse consagrado a la elaboración de estudios y proyectos.

En el lapso que nos ocupa, el gobierno federal, tratando de resolver el problema de carencia de electrificación, con apoyo en la inversión privada y considerando que la mayoría de las empresas tenían contratos-concesión que estaban por caducar, rehabilitó las concesiones en términos todavía más generosos aún que los originales; y se les revaluaron sus bienes con índices actuales, sin tomar en cuenta los capitales de amortización operados desde su origen hasta la fecha de su rehabilitación. Sólo las difíciles condiciones en que vivía el país, ocasionadas por la segunda guerra mundial y la incapacidad económica del gobierno federal, pudieron justificar esta medida, tendiente a que, rodeando de extraordinarias garantías la situación de las empresas, éstas pudieran ampliarse, lo que sólo se consiguió con mínima proporción.

Con base en la revalorización, las empresas lograron que se modificaran las tarifas, y en estas circunstancias óptimas principió a correr un término de 50 años, al final del cual podían decidir los concesionarios entre otro plazo igual o vender al estado, mediante valuación, el activo de sus bienes, con apoyo en la reforma que se hizo al artículo 7 de la Ley de la Industria Eléctrica, expedida por el Congreso el 31 de diciembre de 1941.

No obstante que desde diciembre de 1933 el Congreso de la Unión facultó al jefe del ejecutivo para la formación de la Comisión Federal de Electricidad, ésta no fue constituida sino hasta el 24 de agosto de 1937. Desde esa fecha, hasta el año de 1944, en que fue puesta en servicio la primera unidad de la Planta de Ixtapantongo, con un capacidad de 27 900 kW, la Comisión sólo había realizado instalaciones con capacidad de 3 016 kW, en conjunto.

Intensificada la acción de este organismo en forma acelerada y permanente, al finalizar 1945, había instalado plantas con capacidad de 39 904 kW; en 1946, de 45 594; en 1947, de 101 028; en 1948, de 120 648; en 1949, de 138 430; en 1950, de 167 126; en 1951, de 184 990; en 1952, de 321 571; en 1953, de 375 089; en 1954, de 478 816; en 1955, de 803 160; en 1956, de 631 755; en 1957, de 802 265; en 1958, de 885 463; en 1959, de 999 176; y en 1960, de 1 102 000 kW, que le permitieron vender 4 065 millones de kWh,

siendo sus plantas principales las de Ixtapantongo, Santa Bárbara, Martínez Meza, El Durazno y Tingambato, en el estado de México; Colotlipa y Las Cruces, en el estado de Guerrero; La Laguna, en el estado de Durango; Ciudad Juárez y Chihuahua, en el estado del mismo nombre; Ciudad Obregón, Guaymas, Oviachic y Mocúzari, en el estado de Sonora; El Encanto, Minas y Dos Bocas, en el estado de Veracruz; San Jerónimo, en el estado de Nuevo León; Tepazoico, en el estado de Puebla; Falcón, en el estado de Tamaulipas; el Cóbano, en el estado de Michoacán; Temascal, en el estado de Oaxaca; y 27 de Septiembre, en el estado de Sinaloa.

La generación neta en el país para servicio público fue de 8 457 millones de kWh en 1960, de los cuales la Comisión Federal de Electricidad aportó 4 229, equivalentes a más del 50 por ciento del total. De dicha generación se entregaron 1 821 millones a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y 701 a la Impulsora de Empresas Eléctricas.

Entonces las empresas no pudieron obtener que les fueran aceptados los capitales base y la estructura de nuevas tarifas, propuestas por ellas, porque contando el gobierno federal con la experiencia acumulada por la Comisión Federal de Electricidad en sus 23 años de trabajos, pudo tener un conocimiento exacto de los costos de nuevas instalaciones y de los gastos de explotación, útil instrumento para poder fijar el importe de las tarifas.

En esos 23 años, el personal obrero, administrativo y técnico de la Comisión Federal de Electricidad se ha compenetrado de las necesidades del país de manera total, y ha contribuido con su esfuerzo y dedicación a dar la seguridad al pueblo y al gobierno, de que al tomarse la trascendental resolución de nacionalizar la industria eléctrica, existía ya una institución nacional, con madurez y capacidad suficientes para resolver cualquier problema.

Durante todo este tiempo, se han proyectado y construido grandes obras de ingeniería, que pueden equipararse con las más importantes de cualquier parte del mundo.

México hace con orgullo la declaración de que las fuentes de aprovisionamiento humano a que ha recurrido, son sencillamente las casas de estudio del país, entre las que tienen relevante importancia la Universidad Nacional Autónoma de México y el Instituto Politécnico Nacional.

La experiencia de la Comisión Federal de Electricidad en proyectos y construcciones de obras hidráulicas se originó, en gran parte, en la extinta Comisión Nacional de Irrigación, ahora Secretaría de Recursos Hidráulicos. En ella se capacitaron los técnicos nacionales y nació uno de nuestros principales laboratorios de investigación hidráulica que, sumado a los de la Secretaría de Obras Públicas, a los de la Comisión Federal de Electricidad en actividades específicas de la industria eléctrica y a los del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, constituyen los generadores de nuevas y mejores ideas

en la técnica para el proyecto y realización de grandes obras eléctricas.

Ciencia, investigación y técnica han sido factores primordiales del progreso eléctrico de México.

Si la obra de la Comisión Federal de Electricidad a través de la instalación de grandes y pequeñas plantas generadoras de energía eléctrica, ha resultado fundamental para el progreso de la electrificación nacional, la labor de las Juntas Estatales de Electrificación ha sido un medio eficaz para la expansión de los beneficios que la electricidad aporta en el progreso y en el bienestar del pueblo de México.

Las Juntas Estatales de Electrificación surgieron en el año de 1952, con la finalidad de abordar en todo el territorio nacional el problema de la electrificación rural y la de los pequeños poblados, para lo cual se integraron los elementos económicos provenientes del gobierno federal, de los gobiernos de los estados y de los particulares beneficiados.

Actúan en la capital de cada entidad federativa, dependiente del departamento respectivo de la Comisión Federal de Electricidad, y se encargan de encauzar las solicitudes de electrificación de los vecinos de cada localidad, tanto para que constituyan el Comité de Electrificación que reuna la aportación económica del pueblo, como para la ejecución de las obras propiamente dichas, una vez que éstas han sido estudiadas y aprobadas por el departamento aludido.

Numerosas condiciones adversas, derivadas de la topografía de nuestro suelo, de las enormes distancias entre muchas de nuestras poblaciones y, sobre todo, de las limitaciones económicas, impedían resolver el problema de todos los habitantes del país al través de los recursos económicos de un organismo nacional, administrativo y técnico, como la Comisión Federal de Electricidad; menos aún si se tomaba en cuenta el crecimiento demográfico que acusaba en los últimos años nuestra población.

Por eso la creación de pequeños organismos por la C.F.E. en cada uno de los estados de la República, con recursos de las fuentes de ingreso mencionadas, ha venido resolviendo, en gran parte, la electrificación de los pueblos. Así lo revelan las cifras de obras y de habitantes beneficiados a partir de 1952, año en el que la Comisión Federal de Electricidad suscribió su primer convenio con el gobierno del estado de México. Efectivamente, con el índice de consumo anual de 137 kWh por habitante, para servicio público, en 1950, contrasta favorablemente el índice de 266 en 1960.

Una gran esperanza de progreso puesta en marcha con la formación de 25 Juntas Estatales de Electrificación, ha venido rindiendo óptimos resultados, pues con el arribo de la energía eléctrica a las pequeñas poblaciones de las entidades federativas de la República, se han transformado las condiciones de vida de sus habitantes y se han abierto nuevas fuentes de trabajo y riqueza.

La tarea de cooperación seguirá su curso, aprovechando el ejemplo emulativo de los pueblos electrificados. En lo futuro y bajo el principio de fortalecer

los comités, éstos deberán ligarse íntimamente con la estructura que el estado dé a la nueva organización de la industria eléctrica, en atención al control del 98 por ciento sobre las entidades que la distribuyen y generan.

Al finalizar el año de 1958 se le planteó al gobierno mexicano el problema de que la organización de la industria eléctrica para servicio público, constituía realmente un obstáculo para el libre desarrollo de su política económica y social. No era posible elaborar y poner en práctica un programa nacional de electrificación con miras al aprovechamiento lógico e integral de los recursos naturales humanos, técnicos y financieros existentes, ni tampoco podía pensarse en la integración de un sistema nacional de tarifas que al mismo tiempo que proveyese los recursos necesarios a la industria, sirviera de instrumento adecuado para coadyuvar a la acción gubernamental y para fomentar el desarrollo industrial y agrícola del país.

Es cierto que la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad la facultaba para planear el sistema nacional de electrificación, pero también es cierto que la misma ley, sobre todo en lo que se refiere a su régimen de concesiones, le ponía trabas para que tal facultad no se pudiera llevar a la práctica.

El hecho de que las empresas privadas fueran concesionarias para la prestación de servicio público en grandes extensiones territoriales y en los principales núcleos de población del país, sumado a la naturaleza propia de la libre empresa, provocó que la Comisión Federal de Electricidad, en lugar de planear y desarrollar un programa nacional, se haya visto obligada a destinar la mayor parte de sus recursos a la construcción de plantas generadoras y líneas de transmisión que venían a resolver problemas planteados en las zonas cedidas en concesión a las empresas y que éstas no podían o no querían resolver.

Al mismo tiempo, las empresas persiguiendo —si se quiere, legítimamente— la obtención del máximo de utilidades dentro de los límites impuestos por las tarifas, sobrecargaban sus instalaciones hasta niveles fuera de toda técnica, aplazaban las reparaciones o efectuaban las reposiciones de equipo hasta mucho después de su vida útil, exponiendo con frecuencia la seguridad y continuidad del servicio.

Esa misma política de obtención del máximo de utilidad frenó drásticamente la expansión de sus sistemas de distribución, pues sólo se decidían a ampliar sus instalaciones cuando se habían acumulado suficientes solicitudes de servicio que garantizaran rendimientos adecuados. Además, la ley las protegía en cuanto a que dichas ampliaciones debía sufragarlas casi en su totalidad el propio consumidor, con la ventaja adicional de que aun cuando estas inversiones no aumentaban el activo fijo de las empresas, sí resultaban inversiones de producción.

La acción gubernamental a través de la Comisión Federal de Electricidad, sólo podrá aplicarse íntegra y racionalmente en aquellas zonas del país que quedaban fuera del ámbito de las concesiones privadas,

siendo con muy pocas excepciones las de más costosa inversión y las habitadas por gente de más escasos recursos.

La consecuencia de estas trabas impuestas por la ley al crecimiento armónico de la Comisión Federal de Electricidad, se aprecia en muchas zonas de la república, en donde, al lado de instalaciones modernas y eficientes de plantas generadoras y líneas de transmisión, se encuentran redes de distribución obsoletas desde el punto de vista técnico, insuficientes e inadecuadas para cubrir las demandas de los consumidores.

Además de la imposibilidad de planear la integración de un sistema nacional eléctrico y llevarlo a la práctica en la medida de los recursos presupuestarios, resultaba imposible aprovechar los recursos naturales conforme al propósito de obtención del mayor beneficio colectivo. No era raro el observar sistemas en donde plantas hidroeléctricas propiedad de la nación derramaban agua por falta de carga, mientras plantas termoeléctricas de empresas privadas, interconectadas al mismo tiempo, quemaban combustible en detrimento de las reservas nacionales. Entonces, no podían cubrirse las demandas del mercado atendiendo al aprovechamiento más económico, desde el punto de vista nacional, de las plantas generadoras integrantes de un sistema.

De la misma forma que se desperdiciaban los recursos naturales, el hecho de que el sector gubernamental hubiese tenido que orientar su actuación a cubrir las deficiencias de generación de las empresas privadas, originaba la necesidad de tener que malgastar, también, los recursos humanos, técnicos y financieros existentes. Duplicidad de administraciones en muchas partes del país, mayores inversiones inmovilizadas en almacenes de construcción y mantenimiento, anarquía en las normas técnicas de construcción, desperdicio de las ventajas en precio derivadas de compras globales, son algunos ejemplos del uso inadecuado que el país venía haciendo de sus recursos.

La estructura de las tarifas, derivada de los ordenamientos legales sobre la materia, significaba también un obstáculo importante para la acción gubernamental.

En términos muy generales, la ley establece que los concesionarios, a través de tarifas aprobadas por la autoridad, deben obtener de la venta de energía eléctrica ingresos suficientes para resarcirse de los gastos efectuados en la explotación del negocio y, además, una utilidad razonable, calculada sobre "la inversión hecha de manera prudente y adecuada para la prestación eficiente del servicio" en propiedades físicas, intangibles y capital de operación o trabajo.

Al aplicarse estas disposiciones a cada sistema aislado, y siendo la base de cálculo siempre diferente, no sólo en cuanto a erogaciones efectuadas sino también en lo que se refiere a la cuantía y características de los consumos, el resultado lógico se manifiesta en la enorme diversidad de tarifas que se venían aplicando en el país y que dificultaban enormemente la acción reguladora del estado.

También, es consecuencia de la fijación de tarifas al tenor de los costos de cada sistema, el hecho de que cuanto más elevados sean éstos, mayores serán los niveles tarifarios. Y como los sistemas pequeños, de mayor costo de inversión y operación, atienden poblaciones de reducido número de habitantes y, por consiguiente, de bajos ingresos, las tarifas más altas en el país se aplicaban en las zonas más pobres.

Además de los obstáculos citados, provenientes de la organización híbrida de la industria eléctrica —empresas privadas y públicas— otros aspectos más preocupaban también al gobierno mexicano.

Las inversiones de las empresas privadas se habían convertido en insignificantes frente a las que requería el desarrollo del país y que efectuaba el sector público.

Fue frecuente que el gobierno avalase los créditos que obtenían las empresas, y era el pueblo, en última instancia, quien, a través del pago de la energía consumida, cubría los intereses y amortización de los mismos.

La fuga de divisas por pago de dividendos a los accionistas extranjeros podía y debía evitarse en beneficio del pueblo.

Estas consideraciones y otras, tal vez importantes, que pueden haberse omitido, no dejaban otra alternativa al gobierno de México que nacionalizar la industria eléctrica en la forma prudente en que la consumó, para poder planear libremente su desarrollo en bien tan esencial, sin presiones de ninguna índole, conforme a su capacidad financiera al ritmo del desenvolvimiento económico del país y con un claro sentido de justicia social.

El Presidente de México, Lic. Adolfo López Mateos, desde que aceptó su postulación como candidato del Partido Revolucionario Institucional a la Presidencia de la República, apuntó la necesidad indispensable de aprovechar los recursos financieros del país provenientes del ahorro interno, en obras de beneficio colectivo y de fomento en general; y en su gira política por el territorio nacional, fue advirtiendo la necesidad inaplazable de incrementar la electrificación del país, tanto para la progresiva evolución industrial, como para la comodidad y el bienestar de sus habitantes, identificando este afán de progreso con el deber de cumplir cabalmente uno de los principios fundamentales de la revolución mexicana: que el desarrollo económico de la nación debe hacerse aparejado con el bienestar social.

Al asumir el poder el presidente López Mateos, la situación de la industria eléctrica, especialmente en el aspecto relativo a los contratos-concesión, era contradictorio frente a la política económica de los gobiernos revolucionarios, pues si por una parte la Ley de la Industria Eléctrica contenía términos para la duración de las concesiones y otorgaba al estado el derecho de reversión sin ningún gravamen en el momento de extinguirse, por otra la disposición resultaba inoperante, ya que el término no principiaba a correr desde la fecha de su otorgamiento sino posterior y variablemente, ya que dependía de diversos factores, en-

tre otros el de duración de las obras, tiempo requerido por los estudios y procedimientos de la Comisión de Tarifas Eléctricas y el de que nuevas inversiones de las empresas concesionarias harían volver a iniciar la computación de los plazos perpetuando las concesiones, situación que obligó al estado a emprender una acción decidida en el control de la industria.

Además, el desarrollo del país en los aspectos demográfico y económico, hacía inaplazable una coordinación de los factores de mayor peso en la planeación económica; y como la industria eléctrica se considera básica, el gobierno vio la necesidad imperiosa de enfrentarse a una estructuración global de dicha industria, en forma tal que pudiera satisfacer los requerimientos siempre crecientes de fluido eléctrico, y a su vez, buscar que esta satisfacción de demanda se haga en una racional distribución dentro del territorio, tendiendo a descongestionar los grandes centros de población para proporcionar energía a otros nuevos centros industriales, y sólo estando bajo el control del gobierno federal las empresas eléctricas, podrían elaborarse tarifas adecuadas para grandes regiones, al poder proratear los costos de producción en un sistema conjunto de instalaciones.

De no menor importancia fue la preocupación del gobierno respecto a la fuga de divisas, que por rendimiento de las empresas privadas salían del país, cuando si éstas estuviesen a cargo de un organismo oficial, se podrían destinar a la amortización de adeudos contraídos por la compra de empresas o bien reinvertirlos en nuevas instalaciones, coordinándolas con las existentes, para lograr una electrificación integral de México.

Fue por eso que en abril de 1960, el gobierno nacional adquirió los bienes propiedad de las sociedades pertenecientes a la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, que con una capacidad instalada de 336 988 kW operaban en quince estados de la República, en la suma de 99 millones de dólares, de los cuales 34 millones son adeudos a plazo y 65 millones el precio fijado a los activos de las empresas, abonando un primer pago de 5 millones y el resto para amortizarse en quince años, cubriendo el 6.5 por ciento anual de interés, quedando a cargo del tesoro mexicano el pago de los adeudos a plazo, en las fechas de su vencimiento.

Con la adquisición de las instalaciones de esas empresas y la capacidad instalada de la Comisión Federal de Electricidad, que en abril de 1960 era de 1 063 830 kW, la proporción de los servicios eléctricos prestados por empresas privadas se redujo a 28.7 por ciento del total, y el gobierno federal, a través de la Comisión, de sus empresas filiales y de las recientemente adquiridas, tenía a su cargo el 71.3 por ciento de la producción nacional de energía.

En el mes de septiembre del mismo año y con la idea de que la prestación de servicios públicos de generación, transformación y abastecimientos de energía eléctrica sea realizada por órganos gubernamentales, a través de los cuales está invariablemente presente como

último mandante de toda su gestión el pueblo mexicano, el gobierno federal adquirió el control de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y sus empresas filiales con una capacidad instalada de 585 000 kW en la suma de 650 millones de pesos que le permitieron, el 27 de septiembre de 1960, entrar en posesión de activos que representan 3 375 millones de pesos o 250 millones de dólares aproximadamente.

Posteriormente la Comisión Federal de Electricidad ha adquirido otras empresas de pequeña capacidad, con lo cual el gobierno, a través de la propia Comisión, de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza y de las Empresas Eléctricas de Nacional Financiera, S. A., tiene aproximadamente el 98 por ciento de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica del país; y seguramente en muy breve tiempo, podrá adquirir el resto de las empresas para consumir totalmente, desde el punto de vista económico, la nacionalización de la industria eléctrica.

México realizó dicha nacionalización por procedimientos inobjetables, dentro de los más estrictos lineamientos comerciales y con el acuerdo expreso y libre de sus antiguos propietarios, sin otro propósito que el control y la estructuración nacional y técnica de sus recursos energéticos y sin otro fin que ponerlos al servicio del pueblo mexicano.

Las bases que dieron apoyo a la nacionalización de la industria eléctrica de México fueron: la obra realizada por los gobiernos revolucionarios a través de la Comisión Federal de Electricidad, que entre 1937, año de su fundación y 1960, logró instalar más del 50 por ciento de la capacidad total instalada en el país; la solidez económica del estado, que basada en una correcta política financiera y en el control y vigilancia de la hacienda pública, le han conquistado el más amplio respeto en los mercados internacionales y le han permitido contratar créditos extranjeros, que al igual que su ahorro interno, se han dedicado a incrementar su desarrollo; y el patriotismo y la responsabilidad de los técnicos y de los trabajadores: los primeros, consagrados con su capacidad y su saber al servicio de la industria; y los segundos, fortalecidos colectivamente por los principios rectores del derecho laboral mexicano, que responsablemente los hace factores primordiales en el éxito de las tareas que han tenido y tienen encomendadas.

Como culminación del proceso de reivindicación de la industria eléctrica de México, el Presidente de la República, Lic. Adolfo López Mateos, el 20 de octubre de 1960, promovió una adición al artículo 27 de la Constitución para que sea la nación la que exclusivamente pueda generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, aprovechando los bienes y recursos que para ello se requieran, sin otorgar concesiones a particulares.

El Congreso Mexicano, al discutir la iniciativa del presidente López Mateos, reconoció el deber de la nación de sustituir la ineficacia de la iniciativa privada para la satisfacción de necesidades colectivas esencia-

les, como es la electricidad, cuyo empleo resulta índice de progreso en su mayor o menor consumo.

Al plasmarse en la carta fundamental de México el derecho exclusivo de la nación para generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica destinada al servicio público, y el aprovechamiento de los bienes y recursos nacionales que para ello se requieran, se consumó la nacionalización de la industria eléctrica; el gobierno procedió sin lesionar derechos ni intereses legítimos, dentro de las más rectas normas jurí-

dicas, como siempre lo ha hecho México a lo largo de su vida institucional, sustentando el principio del derecho de autodeterminación y apoyado en la voluntad suprema del pueblo.

De lo anterior se concluye que en los países de baja capacidad económica, debe buscarse la integración de todos los recursos naturales, económicos, técnicos y administrativos, en una sola entidad que planee y desarrolle la resolución de sus problemas de electrificación nacional.

## JUNTAS ESTATALES DE ELECTRIFICACIÓN

por Arquímides Catalán Guevara, Salvador Almanza Nieto, Enrique Ontiveros Aguilar, Salvador Sáenz Nieves y Mario Bunt \*

### Introducción

Las juntas estatales de electrificación son el producto de una imperiosa necesidad: resolver el grave problema de la carencia de energía eléctrica entre las clases económicamente débiles que habitan México, principalmente en las zonas rurales y en los pequeños poblados.

La República Mexicana está constituida políticamente, por 29 estados, 2 territorios y un distrito federal, en las cuales la población está distribuida en forma irregular. En el distrito federal se agrupa más del 14 por ciento de la población nacional; un 11 por ciento aproximadamente habita en ciudades importantes, en su mayoría capitales de estado, y el resto, un 75 por ciento de la población total, está distribuida en pequeñas poblaciones rurales. La mayoría de la población está dispersa en una gran superficie y las comunidades se encuentran separadas unas de otras por grandes distancias y barreras geográficas.

### 1. Electrificación rural

A diferencia de la población rural de otros países, que vive en la tierra que cultiva y sólo va periódicamente al centro de población más cercano con el fin de aprovisionarse de sus artículos de consumo, de realizar operaciones comerciales o de procurarse esparcimiento, la población rural de México en su mayoría, habita en un pequeño o mediano poblado, concurriendo cotidianamente a la tierra que cultiva.

Esta circunstancia nos conduce a considerar que México debe dedicarse a electrificar las poblaciones rurales y, en la medida que lo permitan las instalaciones que se ejecuten con este propósito, deben preverse las posibilidades de derivar energía para incrementar la producción agrícola, sobre todo en las zonas en que las condiciones físicas lo demanden.

A esta finalidad, precisamente, concurren el espíritu, la organización y el funcionamiento de las juntas estatales de electrificación.

### 2. Problemas eléctrico y económico

Para explicar mejor el origen, la finalidad y la organización de las juntas estatales de electrificación, es preciso acudir a datos que revelen las condiciones de nuestro país en materia eléctrica hasta el año 1950, tales como los bajos índices de consumo para servicio

público en kWh por habitante y año, en las siguientes épocas: 2.5 en 1910, 84 en 1930, 108 en 1940 y 137 en 1950.

No se expresa la cifra correspondiente a 1920, por carecer de datos precisos.

En 1950, la población de México llegó a 27 781 000 habitantes, distribuidos en 10 ciudades de más de 100 000 habitantes; en 364 ciudades entre 5 000 y 100 000 habitantes, y en 98 000 comunidades con menos de 5 000.

En estos centros, solamente 6 millones de habitantes disfrutaban de servicios eléctricos, careciendo de los mismos el resto de la población, o sean aproximadamente 20 millones.

Si comparamos la inversión efectuada para electrificar el país con el total de la población servida, podemos considerar —sin temor a grandes equivocaciones— que cada habitante demanda para resolver el problema de su electrificación, una erogación de 1 250 pesos. De manera que para resolver el problema global que afectaba a todos los habitantes de México, se hubieran requerido en 1950, 25 000 millones de pesos.

La cifra anterior debemos contemplarla también acorde al crecimiento demográfico de México. Según los índices de los últimos años, el aumento de su población es del 3 por ciento acumulativo anual, lo que quiere decir que en 23 años la población se duplicaría, llegando a la cifra de 40 millones de habitantes sin servicio eléctrico, suponiendo que la población que cuenta con él se vea incrementada en servicio público por otros procedimientos, como son las inversiones que se aplican a las instalaciones en operación.

De lo anterior resulta que para aspirar a una solución total del problema, en 1973 partiendo de 1950, habría que proporcionar nuevos servicios a 1 750 000 habitantes anualmente, lo cual demandaría una inversión continuada de cerca de 2 200 millones de pesos anuales.

Si a esto agregamos las demandas de inversión que requiere el progreso de la población con servicio eléctrico, sobre todo para satisfacer el crecimiento industrial y el incremento agrícola, el problema era de tal magnitud que nuestra capacidad económica no permitía abordarlo.

Sin embargo, ese enorme problema de carácter fundamentalmente económico, no podía prolongarse, sino, por el contrario, demandaba su resolución para evitar que persistieran las condiciones paupérrimas en que transcurría la vida de muchos mexicanos. A ello tendió la medida de reunir los recursos económicos dispo-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.06a.



nibles para integrarlos en una nueva planeación tendiente a superar los obstáculos que frenaban nuestro progreso, recursos que debían provenir del gobierno federal, de los gobiernos locales, de las administraciones municipales y de los particulares beneficiados.

Con este objeto, la Comisión Federal de Electricidad emprendió la tarea de organizar y utilizar los recursos anteriormente mencionados, a través de las juntas estatales de electrificación.

### 3. Organización y funcionamiento de las juntas

El programa anual de las juntas, su costo y el porcentaje de aportaciones para realizarlo, se establece por un convenio suscrito entre el gobierno de cada estado y la Comisión Federal de Electricidad.

En dichos convenios se estipula que el 50 por ciento de la inversión corresponde a la Comisión Federal de Electricidad y el otro 50 por ciento al gobierno de cada estado, porcentaje éste último, que a su vez queda integrado con aportaciones de los particulares beneficiados y del propio gobierno.

En los convenios se establece también que los directivos de la junta estatal son los siguientes: el gobernador de la entidad federativa, como presidente honorario; un ingeniero, nombrado por la Comisión Federal, como presidente ejecutivo y un secretario propuesto por el gobierno del estado y aprobado por la Comisión; igualmente señala que la dirección técnica y administrativa de la junta depende de la Comisión Federal de Electricidad y que, al terminarse las obras, éstas serán entregadas a la Comisión para su explotación y administración, pasando a formar parte del patrimonio de este organismo.

El 17 de abril de 1952, la Comisión Federal de Electricidad suscribió su primer convenio con un gobierno local, el del estado de México; el 12 de mayo del mismo año, el gobierno del estado de Tamaulipas firmó el segundo.

A partir de las fechas antes mencionadas, cada año ha aumentado el interés de los estados de la República para resolver el problema de su electrificación, a tal grado que para 1960 existen 25 juntas estatales en pleno funcionamiento, con sede en la capital de cada una de las entidades federativas y a las cuales brindan su cooperación los gobiernos de dichas entidades y los municipios.

Ante el crecimiento del número de obras que llevan a cabo y ante el programa de expansión que tiene elaborado la Comisión Federal de Electricidad, este organismo consideró necesario crear el departamento técnico y administrativo que con el nombre de Departamento de Juntas Estatales de Electrificación funciona en la propia Comisión, el cual se encarga de dirigir las actividades de las juntas mencionadas, coordinando las obras que en esta materia ejecutan los citados organismos estatales.

La iniciativa para una obra de electrificación parte generalmente de los vecinos de la población, quienes la solicitan, a través de sus representantes, a la jun-

ta, al gobierno del estado, al gobierno federal o a la Comisión Federal de Electricidad. En todos los casos, la solicitud va finalmente a la junta, la que asesora a los solicitantes para que en una asamblea general, presidida por la autoridad municipal, a la que concurre el mayor número de habitantes y mediante procedimiento democrático, se designe un Comité pro-Electrificación, integrado por un presidente, un secretario, un tesorero y vocales.

El Comité pro-Electrificación remite a la junta un ejemplar de su acta constitutiva con la firma de todos los asistentes y ratifica la solicitud de electrificación, enviando copia de dichos documentos al gobierno del estado y al Departamento de Juntas Estatales de Electrificación.

La junta estatal procede a hacer un estudio preliminar para determinar la posibilidad de ejecución de la obra, tomando en cuenta la situación geográfica de la población solicitante, el número de habitantes, sus posibilidades de desarrollo, comunicaciones, etc. Dicho estudio lo somete a la consideración del Departamento de juntas estatales de la Comisión Federal de Electricidad, el que autoriza, en su caso, los levantamientos topográficos necesarios, el proyecto de electrificación propiamente dicho y su presupuesto. A su vez, la junta estatal comunica al comité local de electrificación, el monto de la aportación que deben proporcionar los vecinos a los que representa.

Una vez cumplidos estos requisitos, se procede a formalizar el convenio que suscriben el gobierno del estado, el presidente de la junta estatal, así como el ayuntamiento y el Comité pro-Electrificación, en representación de la población solicitante.

A continuación, el Comité pro-Electrificación se encarga de reunir la aportación de los habitantes, de acuerdo con las condiciones económicas de cada familia, entregándola a la tesorería del estado a disposición de la junta, o bien directamente a ésta.

Cabe hacer notar que las poblaciones beneficiadas con estas obras de electrificación, han obtenido y seguirán obteniendo las mayores facilidades para aportar su cooperación, ya que el gobierno de la República, a través de la Comisión Federal de Electricidad, ha tomado en consideración, preferentemente, las condiciones económicas de cada localidad, no para invocarlas como obstáculos en la planeación de las obras, sino para utilizarlas como incentivo en la ejecución de las mismas.

Por su parte, el pueblo ha contribuido a esta labor de electrificación, impulsando con sus peticiones y con el cumplimiento de sus compromisos, la consecución de dicho programa.

### 4. Labor de las juntas

La magnitud del problema es evidente, pero también lo es la decisión de abordarlo y resolverlo.

Han tenido que vencerse grandes obstáculos, principalmente económicos; entre ellos, las enormes distancias que separan nuestras poblaciones diseminadas

Cuadro 1

MÉXICO: RESUMEN DE OBRAS EJECUTADAS POR LAS JUNTAS DE ELECTRIFICACIÓN HASTA 1958

Junta	Año de formación de la junta	Número de habitantes	Redes		Líneas (Número km)	Plantas		Subestaciones	
			Número	Nº de postes		Número	Capacidad (kW)	Número	Capacidad (kVA)
1 Aguascalientes . . . . .	1957	20 510	11	1 150	120.6	1	55	1	75
2 Baja California . . . . .	1955	11 188	12	753	76.3	2	230	1	45
3 Coahuila . . . . .	1955	14 734	6	1 372	19.3	3	1 071	2	350
4 Chihuahua . . . . .	1956	29 843	10	2 072	80.8	2	1 036	2	1 450
5 Durango . . . . .	1957	17 621	4	1 285	105.2	2	513.4	2	712.5
6 Guerrero . . . . .	1957	12 359	6	574	97.3	—	—	—	—
7 Hidalgo . . . . .	1956	22 951	19	1 232	87.9	—	—	2	725
8 México. . . . .	1952	195 665	155	11 947	378.2	—	—	—	—
9 Nayarit . . . . .	1954	45 632	28	1 405	138.3	2	350	3	825
10 Nuevo León . . . . .	1955	43 102	24	3 224	226.7	—	—	3	3 250
11 Puebla . . . . .	1957	80 526	63	5 571	302.4	1	150	—	—
12 Sinaloa . . . . .	1955	29 538	14	1 416	—	12	595	7	600
13 Sonora . . . . .	1958	15 960	13	1 596	110.5	7	517.5	—	—
14 Tabasco . . . . .	1954	50 188	16	2 903	314.7	3	772	8	3 975
15 Tamaulipas . . . . .	1952	42 163	39	2 864	152.0	14	518.5	6	1 007.5
16 Tlaxcala . . . . .	1955	31 424	18	3 022	113.3	—	—	1	500
17 Veracruz . . . . .	1954	91 253	62	4 553	413.5	—	—	4	2 250
18 Yucatán . . . . .	1958	3 783	1	181	2.6	—	—	—	—
19 Zacatecas . . . . .	1954	75 164	20	3 336	171.1	11	1 308.8	7	1 005
<i>Total</i> . . . . .		836 828	521	50 546	2 610.7	60	7 117.2	49	17 770

Cuadro 2

MÉXICO: RESUMEN DE OBRAS EJECUTADAS POR LAS JUNTAS DE ELECTRIFICACIÓN HASTA 1960

Junta	Año de formación de la junta	Número de habitantes	Redes		Líneas (Número km)	Plantas		Subestaciones	
			Número	Nº de postes		Número	Capacidad (kW)	Número	Capacidad (kVA)
1 Aguascalientes . . . . .	1957	21 430	17	1 184	62.3	2	80	—	—
2 Baja California . . . . .	1955	11 995	16	602	41.0	—	—	—	—
3 Coahuila . . . . .	1955	7 483	6	695	74.0	—	—	—	—
4 Colima . . . . .	—	8 972	4	358	52.0	—	—	—	—
5 Chiapas . . . . .	1959	21 674	5	860	36.0	—	—	—	—
6 Chihuahua . . . . .	1956	11 914	8	642	17.0	1	60	1	75
7 Durango . . . . .	1957	5 493	2	530	60.6	—	—	2	1 600
8 Guerrero . . . . .	1957	16 287	9	911	74.3	—	—	1	300
9 Hidalgo . . . . .	1956	12 474	10	781	37.5	1	176	1	225
10 México. . . . .	1952	105 329	76	6 489	273.2	—	—	2	2 000
11 Michoacán . . . . .	1957	14 645	15	779	83.7	—	—	—	—
12 Morelos . . . . .	1958	9 698	5	548	25.5	—	—	1	500
13 Nayarit . . . . .	1954	28 112	30	2 040	86.0	—	—	1	300
14 Nuevo León . . . . .	1955	24 555	22	2 215	156.3	—	—	2	1 250
15 Oaxaca . . . . .	1960	5 640	2	220	15.0	—	—	—	—
16 Puebla . . . . .	1957	72 400	54	3 714	251.0	1	125	1	2 000
17 Querétaro . . . . .	1960	5 280	5	330	7.0	—	—	—	—
18 San Luis Potosí . . . . .	1959	75 384	20	2 552	334.1	2	312	3	2 337.5
19 Sinaloa . . . . .	1955	21 700	11	955	89.0	—	—	—	—
20 Sonora . . . . .	1958	15 161	7	918	79.6	1	200	—	—
21 Tabasco . . . . .	1954	18 100	14	1 281	132.0	—	—	2	600
22 Tamaulipas . . . . .	1952	9 939	17	670	84.5	—	—	—	—
23 Tlaxcala . . . . .	1955	23 600	9	1 381	40.0	—	—	—	—
24 Veracruz . . . . .	1954	50 000	17	1 342	189.0	1	300	—	—
25 Yucatán . . . . .	1958	14 442	3	807	42.0	—	—	—	—
26 Zacatecas . . . . .	1954	13 700	4	740	88.0	—	—	—	—
<i>Total</i> . . . . .		621 312	388	33 542	2 420.3	9	1 253	17	11 187.5
<i>Gran total a 1960</i> . . . . .		1 458 140	909	83 998	4 831.0	69	8 370.2	66	28 957.5

# PROGRAMA DE OBRAS 1961-70 DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO

por Pablo Tapia, Mario Bunt R. y Jorge Young \*

## 1. Fundación y desarrollo de la Comisión Federal de Electricidad

El 24 de agosto de 1937, siendo Presidente de México el general Lázaro Cárdenas, se promulgó la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad.

En el período de su iniciación, hasta 1943, contó con muy escasos recursos y sólo realizó instalaciones de capacidad reducida, de las cuales la primera fue la planta diesel de 64 kW (en Teloloapan, Gro.). En 1944 se inauguró la primera instalación hidroeléctrica de gran capacidad, "Ixtapantongo", iniciándose la etapa de grandes obras.

El 14 de enero de 1949, el gobierno confirmó a la Comisión Federal de Electricidad su carácter de organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

Los datos que aparecen a continuación se han actualizado hasta el año 1960.

Las principales plantas que se han instalado desde 1944 han sido hidroeléctricas y de vapor, variando su capacidad desde 8 000 kW hasta 154 080 kW con un total de 953 455 kW.

Con objeto de ilustrar la importancia de las obras construidas, podemos observar que en 1938 se instaló únicamente una planta con capacidad de 64 kW y se vendieron 4 557 kWh; en cambio en 1960 se tenía una capacidad instalada en plantas de 1 102 000 kW y se vendieron 4 065 464 549 kWh.

No obstante que durante los tres primeros años la Comisión realizó trabajos muy modestos, ya que sólo instaló plantas generadoras con capacidad de 837 kW (que generaron en 1940 un poco menos de 250 000 kWh), su desarrollo posterior fue muy rápido. Si se toma como base el año 1949, en el cual, además de alcanzar su autonomía llegó a un período de realización de obras más importantes, se encuentra que la capacidad instalada creció geoméricamente al 20.8 por ciento anual en el período 1949-60.

Para manejar sus instalaciones la CFE ha formado las nueve Divisiones de Operación siguientes: Noroeste, Norte, Golfo Norte, Occidente, Centro-Occidente, Ixtapantongo, Centro-Sur, Oriente y Sureste.

## 2. Principales sistemas actuales

Hay 6 sistemas mayores de 100 000 kW con una capacidad total de 2 004 924 kW; 14 sistemas entre 5 000 y 100 000 kW con una capacidad total de 165 290 kW, y 13 sistemas entre 2 000 y 5 000, con una capacidad total de 42 684 kW.

Existen aproximadamente 500 plantas, en pequeños sistemas de menos de 2 000 kW con una capacidad total de 108 013 kW.

La capacidad total de los sistemas anteriores es de 2 320 911 kW.

Las principales empresas eléctricas que tenían instalaciones en estos sistemas en diciembre de 1960, son las siguientes:

	Capacidad instalada (kW)	Porcentaje del total
Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. . . . .	667 395	28.7
Empresas Eléctricas-Nacional Financiera, S. A. . . . .	325 088	14.0
Nueva Compañía Eléctrica Chapala, S. A. . . . .	110 575	4.8
Otras empresas. . . . .	115 853	5.0
Comisión Federal de Electricidad	1 102 000	47.5
<b>Total. . . . .</b>	<b>2 320 911</b>	<b>100.0</b>

Las fuentes de suministro de energía que cubrieron las necesidades del país en el año 1960, fueron:

	Generación (millones de kWh)	Porcentaje del total
Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. . . . .	2 363 667	25.9
Empresas Eléctricas-Nacional Financiera, S. A. . . . .	1 402 642	15.4
Nueva Compañía Eléctrica Chapala, S. A. . . . .	411 492	4.5
Otras empresas . . . . .	370 340	4.1
Importación de energía . . . . .	557 962	6.1
Comisión Federal de Electricidad	4 014 578	44.0
<b>Total. . . . .</b>	<b>9 120 681</b>	<b>100.0</b>

## 3. Determinación del programa de adiciones de capacidad en los sistemas eléctricos

Para programar las adiciones de capacidad de un sistema eléctrico se deben considerar la demanda necesaria, la generación requerida, y el análisis económico de las alternativas de obras posibles.

El primer paso consiste en determinar el período del programa, para lo cual habrán de considerarse los siguientes puntos:

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.04a.

a) Posibilidades de producción de las instalaciones en operación.

b) Posibilidades de producción de las obras en proceso de instalación.

c) Datos reales de operación: demanda, consumo, factor de carga, etc., anteriores al estudio.

Las posibilidades de las instalaciones en operación y en proceso pueden parecer fijas a primera vista, pero la realidad es que pueden variar, ya sea por el retiro o modificación de unidades en operación o por la forma como se decida operar el sistema.

Asimismo, los datos reales de operación deben ajustarse eliminando las circunstancias fortuitas que los modificaron para que éstas no afecten las proyecciones.

México es un país en plena evolución, por lo tanto resulta prácticamente imposible fijar una ley matemática para el desarrollo de sus necesidades de energía eléctrica y que se espera cumplir durante varios años, aun aceptando un margen, relativamente amplio, de variación.

Sin embargo, para encauzar debidamente sus actividades en materia de producción de energía eléctrica, se requiere proyectar un programa que se ajuste lo más posible a la futura realidad. Dicho programa será, conforme nos alejemos en el tiempo, cada vez menos preciso, hasta llegar un momento en que la divergencia entre la realidad y las predicciones sea tan grande,

que cualquier consideración que se haga no tendrá ningún valor real. La experiencia ha demostrado que este período, el cual no debe ser mayor de diez años, es necesario dividirlo en dos partes: la primera, en la que se espera que las predicciones resulten dentro de un margen de error aceptable, y la segunda, cuyo interés básico es completar el panorama desde el punto de vista financiero, a largo plazo.

Como las alternativas posibles que se analizan tienen diferentes períodos de construcción (termoeléctricas 2 a 2 ½ años, e hidroeléctricas de 4 a 5 años en promedio) no sería razonable fijar en menos de 5 años la primera parte inmediata del programa.

En caso de que las predicciones sean mucho menores que los valores reales, se pueden adoptar soluciones de emergencia, posiblemente plantas termoeléctricas, unidades portátiles o interconexiones de ayuda, etc.

La experiencia de la Comisión Federal de Electricidad, es que no resulta económico dar el mismo tratamiento a todos los sistemas eléctricos; por lo tanto lo que aquí se expone no deberá tomarse como un marco rígido, sino como un lineamiento general, el cual puede concretarse como se expone a continuación:

a) Predicción de las necesidades del sistema en estudio basándose en el análisis de los datos reales de operación con el conocimiento de los programas de expansión de los diversos tipos de consumidores y con

MÉXICO: PROGRAMA DE OBRAS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 1961-70  
(Millones de pesos)

	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
<i>Sistemas mayores de 100 000 kW</i>										
Central . . . . .	440.0	467.9	488.8	225.0	56.4	—	15.0	151.9	261.7	191.2
Puebla-Veracruz . . . . .	123.0	152.3	166.6	123.6	113.4	66.7	51.9	73.2	38.7	8.5
Michoacán-Chapala-Guanajuato . . . . .	251.8	121.9	37.7	26.3	33.6	92.6	178.6	186.9	251.4	176.4
Torreón-Chihuahua . . . . .	20.2	48.6	38.2	40.3	56.2	38.9	25.9	24.8	30.7	9.8
Sonora-Sinaloa . . . . .	190.7	163.1	72.3	12.1	4.1	8.7	45.2	51.3	25.4	10.4
Falcón-Monterrey-Río Bravo . . . . .	199.0	279.1	203.4	47.3	3.5	—	49.5	49.1	53.2	61.7
Tijuana-Mexicali . . . . .	116.9	197.6	122.4	60.5	44.5	15.0	5.1	31.6	45.5	15.0
<i>Subtotal . . . . .</i>	<i>1 341.6</i>	<i>1 430.5</i>	<i>1 129.4</i>	<i>535.1</i>	<i>311.7</i>	<i>221.9</i>	<i>371.2</i>	<i>568.8</i>	<i>706.6</i>	<i>473.0</i>
<i>Sistemas menores de 100 000 kW</i>										
Colotlipa-Acapulco . . . . .	48.0	43.3	29.6	3.5	17.2	35.8	32.9	11.6	15.9	31.8
Mérida . . . . .	19.4	12.7	2.3	10.6	21.5	15.4	4.5	15.7	24.4	7.5
Juárez . . . . .	14.5	34.0	28.9	8.8	11.4	23.2	10.8	4.2	1.0	—
Minatitlán . . . . .	38.0	86.8	54.9	13.3	17.1	30.2	9.7	—	—	—
Otros sistemas . . . . .	78.8	101.2	66.4	38.6	42.1	73.3	38.9	26.5	28.7	25.7
<i>Subtotal . . . . .</i>	<i>198.7</i>	<i>278.0</i>	<i>182.1</i>	<i>74.8</i>	<i>109.3</i>	<i>177.9</i>	<i>96.8</i>	<i>58.0</i>	<i>70.0</i>	<i>65.0</i>
<i>Plantas que entrarán en operación después de 1970 . . . . .</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>—</i>	<i>100.0</i>	<i>300.0</i>
<i>Ampliaciones normales de operación . . . . .</i>	<i>105.0</i>	<i>114.0</i>	<i>123.0</i>	<i>133.0</i>	<i>139.0</i>	<i>152.0</i>	<i>165.0</i>	<i>176.0</i>	<i>192.0</i>	<i>210.0</i>
<i>Electrificación rural . . . . .</i>	<i>75.0</i>	<i>83.1</i>	<i>87.2</i>	<i>75.0</i>	<i>85.0</i>	<i>88.0</i>	<i>92.0</i>	<i>96.0</i>	<i>100.0</i>	<i>105.0</i>
<i>Cargo a construcción por oficinas centrales . . . . .</i>	<i>59.0</i>	<i>61.0</i>	<i>67.0</i>	<i>70.0</i>	<i>76.0</i>	<i>78.0</i>	<i>85.0</i>	<i>88.0</i>	<i>97.0</i>	<i>99.0</i>
<i>Total . . . . .</i>	<i>1 779.3</i>	<i>1 966.6</i>	<i>1 588.7</i>	<i>887.9</i>	<i>721.0</i>	<i>717.8</i>	<i>810.0</i>	<i>986.8</i>	<i>1 265.6</i>	<i>1 252.0</i>

la potencialidad económica de la región en donde se localiza el sistema.

b) Análisis de las posibilidades reales de producción de las instalaciones en operación y estimadas de las obras en proceso, para atender las necesidades del sistema.

c) Comparación de los puntos anteriores para determinar los faltantes.

d) Análisis de las posibilidades de producción dentro del sistema en estudio y de las características económicas de cada una de las alternativas de obras posibles, para cubrir los faltantes.

#### 4. *Programas de obras para 1961-64 y de las inversiones hasta 1970*

El programa de obras que abarca de 1961 a 1970 puede considerarse dividido en dos períodos: de 1961 a 1964 y de 1965 a 1970. El origen de esta división es que al primer período pertenecen aquellas obras programadas antes de 1961 y que en la mayoría de los casos se encuentran en construcción. El segundo, comprende obras que no han sido estudiadas en detalle y que se han programado, fundamentalmente, para te-

ner una idea de las inversiones necesarias en este período y para precisar el programa de estudios inmediatos. (Véase el cuadro de la página anterior.)

El programa de obras incluye, por sistema: instalación de nuevas plantas, ampliación de plantas en operación, instalación o ampliación de subestaciones, construcción de líneas de transmisión, construcción de redes de distribución, ampliación o modificación de instalaciones e interconexión de sistemas.

La partida denominada "ampliaciones normales de operación" se refiere a las obras necesarias para distribuir la energía eléctrica generada por las plantas que se construirán en el presente programa de obras.

La correspondiente a "electrificación rural" comprende las pequeñas obras de electrificación de poblaciones que realizan las juntas estatales de electrificación que complementan las obras de mayor importancia.

Las cifras que aparecen anualmente en el programa de obras son las cantidades que la Comisión Federal de Electricidad aportará y que, unidas a la aportación de los gobiernos de los estados y particulares, constituye el presupuesto anual.

# MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE FUTUROS REQUERIMIENTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por Luis F. de Anda y Bruno Romero H.\*

## Introducción

Si consideramos que la energía eléctrica es un factor determinante en el desarrollo económico del país y si se toma en cuenta que la especulación productiva, debe llenar una legítima necesidad del pueblo, al que a su vez, debe dársele oportunidad para el mejoramiento en su nivel de vida, ha de preocuparnos el estimar con toda oportunidad los requerimientos de energía eléctrica para años venideros y la forma de satisfacerlos, a fin de no causar un colapso a la economía nacional, que la falta de energía pudiera ocasionarle. Por otra parte, debe estimarse que en ningún caso, en la construcción de nuevas plantas e instalaciones para proporcionar los servicios requeridos, se tarda menos de tres años tratándose de plantas térmicas y cinco para hidroeléctricas, lo que obliga a realizar con oportunidad estudios sobre proyecciones de los requerimientos eléctricos, a plazos futuros más o menos largos, aunque se registren desviaciones entre las cifras

estimadas y las registradas por los mercados, pero asimismo, debe buscarse la forma sencilla o simplificada para efectuar las correcciones en tiempo oportuno.

Sobre esto último, en este trabajo se hacen consideraciones sobre los resultados obtenidos con los estudios que sobre requerimientos futuros de energía eléctrica fueron realizados por el Comité para el Estudio de la Industria Eléctrica Mexicana en 1953, para el total del país y para las 10 zonas en que fue dividido el territorio; y el realizado por Madigan & Hyland en 1948 para la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., de la cual en particular también el Comité realizó un estudio en 1953.

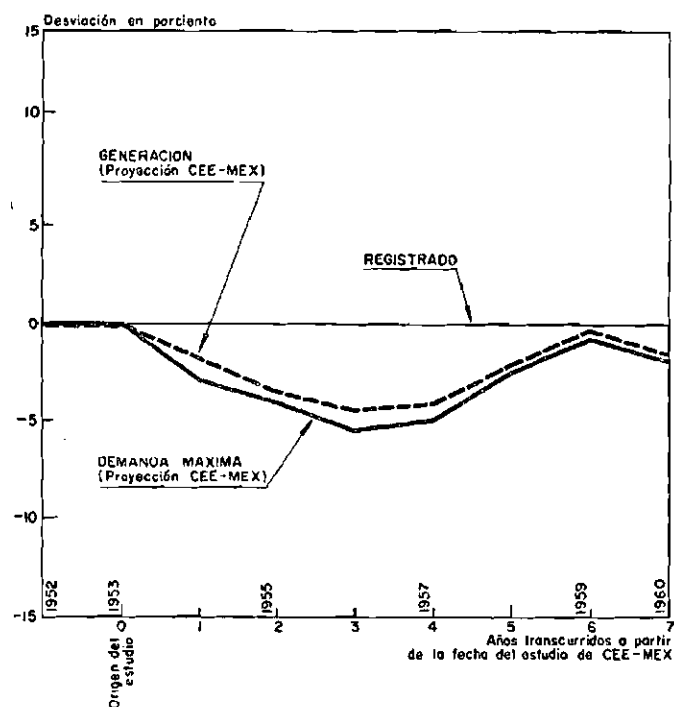
Sobre los resultados de estos estudios se hacen observaciones y comentarios tendientes a la fijación de métodos de corrección a las desviaciones para el país en conjunto, no obstante que las registradas entre 1953 y 1960 no acusaron porcentajes importantes y que para 1959 la desviación fue casi nula. (Véase el gráfico I.)

También se hacen consideraciones y proposiciones para corrección, en casos como el de la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., en que tanto el estudio realizado por el

Gráfico I

MEXICO: DESVIACIÓN ENTRE LA PROYECCIÓN Y EL RESULTADO EN GENERACIÓN Y DEMANDA MÁXIMA DE ELECTRICIDAD

ESCALA NATURAL

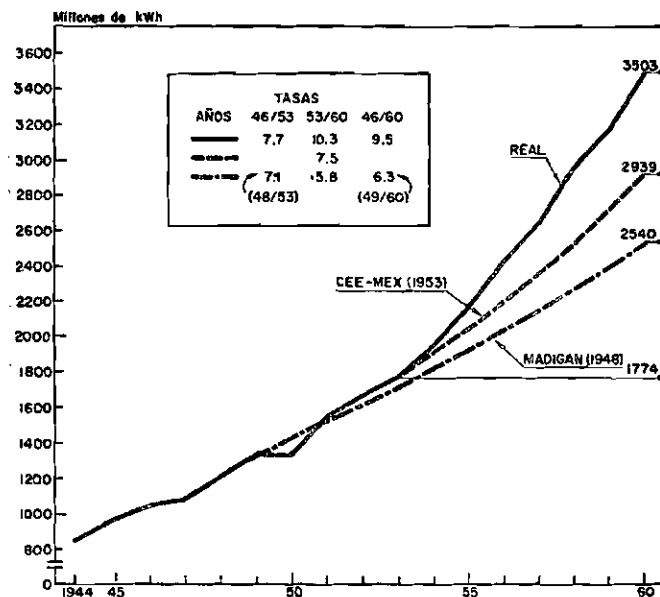


\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.20.

Gráfico II

COMPañIA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ: PROYECCIONES Y RESULTADOS DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

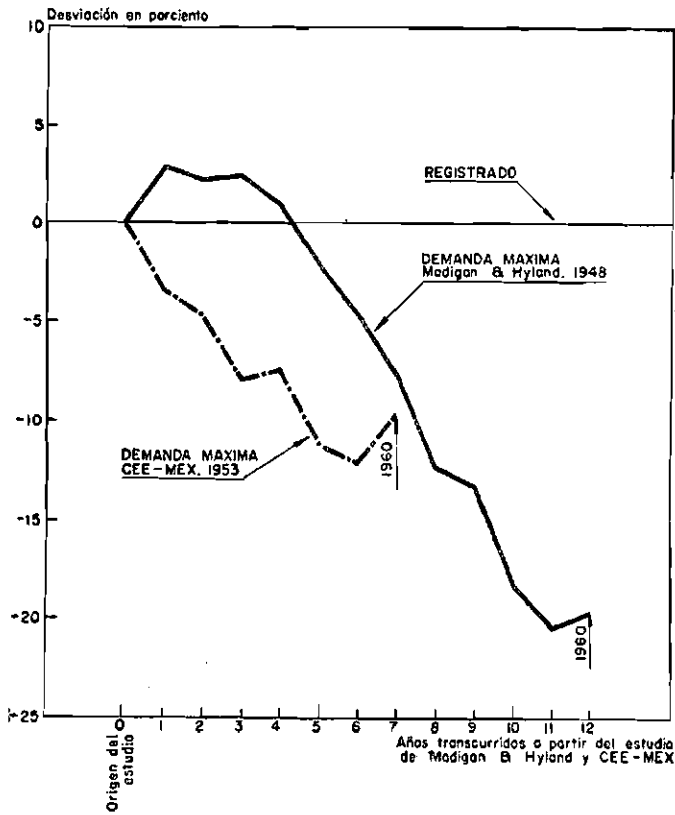
ESCALA NATURAL



**Gráfico III**

**COMPANÍA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ:  
DESVIACIÓN ENTRE LA PROYECCIÓN Y EL RE-  
SULTADO EN DEMANDA MÁXIMA DE  
ELECTRICIDAD**

ESCALA NATURAL



Comité, como el que Madigan & Hyland formuló, acusaron desviaciones de importancia por las causas que en este trabajo se comentan. (Véanse los gráficos II, III y IV.)

**1. Resultado real de las proyecciones**

La Comisión Federal de Electricidad, que tiene a su cargo la planeación del sistema nacional de electrificación, ha realizado estudios particulares para cada zona del país y en especial para la servida por la Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., a fin de hacer frente, en tiempo oportuno, a las necesidades que en materia eléctrica se presenten. En este trabajo sólo se comparan las demandas máximas y generación registradas y las que fueron proyectadas en los estudios a que en párrafos anteriores se ha hecho referencia, cuyas magnitudes y orígenes se verán más adelante.

**a) Comportamiento de los mercados**

Para satisfacer los mercados en demanda y en energía, es indispensable contar con una capacidad instalada suficiente, que permita proporcionar en forma firme la demanda máxima y la energía, por lo que es

indispensable efectuar una comparación entre el comportamiento de ambos elementos en el mercado, con las estimadas en las proyecciones.

Al tratar sobre la comparación de demanda máxima registrada con la proyectada, se omite la capacidad instalada, pues se supone que en cada caso se habrá incluido la reserva requerida, que puede estimarse arbitrariamente en cerca de un 20 por ciento sobre la demanda máxima. Con respecto a la generación, también debe suponerse que en las instalaciones generadoras de los sistemas, existirá un equilibrio adecuado entre las plantas hidroeléctricas y térmicas, que garantice, aun en años secos, la generación requerida y una reserva razonable.

La instalación de nuevas plantas generadoras debe estar de acuerdo con las tendencias previstas para la demanda máxima y la generación, e incluir las reservas necesarias.

En el gráfico V se pueden ver esos datos para la zona servida por el sistema interconectado de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A. y la Comisión Federal de Electricidad, abarcando el período

**Gráfico IV**

**COMPANÍA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ:  
DESVIACIÓN ENTRE LA PROYECCIÓN Y EL  
RESULTADO EN GENERACIÓN DE  
ELECTRICIDAD**

ESCALA NATURAL

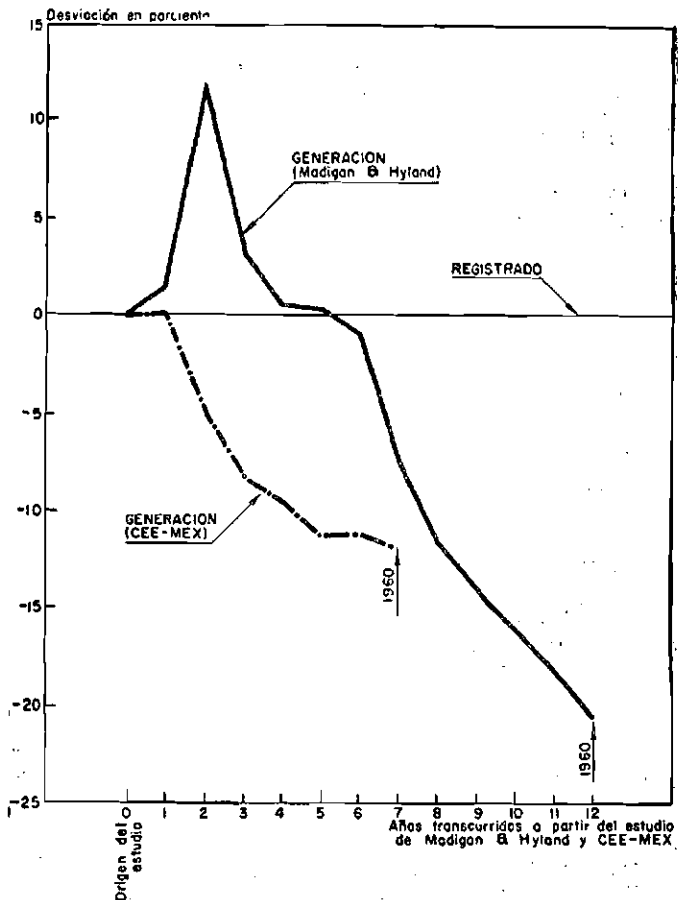
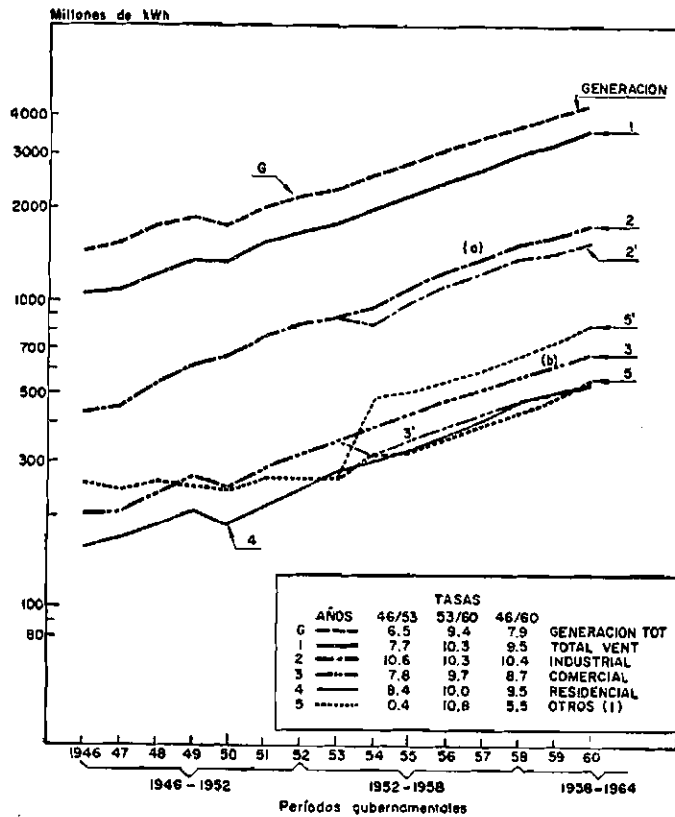


Gráfico V

COMPAÑÍA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ:  
VENTAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA,  
POR CLASES DE SERVICIO

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



- NOTAS: Las líneas delgadas 2', 3' y 5' representan las cifras registradas que incluyen (2' y 3') o incluyen (5') contratos que fueron transferidos a partir de 1954 por reclasificación.
- (a) De 1954 a 1960 se adicionó con el 20 % de "otros" (5) ya que contratos para usos industriales se consideraron como especiales.
- (b) De 1954 a 1960 se adicionó con el 14.6 % de "otros" (5) por la misma circunstancia.
- (1) Comprende: alumbrado público, contratos especiales y otros.

do del año de 1949 al de 1960, estudiado por Madigan & Hyland y de 1953 a 1960 por el Comité. En el mismo gráfico se muestran las tendencias de los diferentes servicios y la generación efectuada de 1946 a 1960 para esta misma zona.

b) *Desviaciones de las proyecciones*

i) *En las proyecciones para el país.* En el gráfico I se muestran en forma objetiva las diferencias registradas en demanda máxima y generación para el país, sobre lo estimado en la proyección formulada en 1953 por el Comité, las cuales alcanzaron de -5.42 por ciento para 1956 a -0.68 en 1959 para la demanda máxima; y de -4.43 para 1956 a -0.43 por ciento para 1959 en generación.

ii) *En las proyecciones para la zona central.* En los gráficos II, III y IV aparecen las diferencias que re-

gistraron las proyecciones para la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., las que acusaron para el estudio de Madigan & Hyland de: -2.81 en 1949 a -20.54 en 1959 en demanda máxima; y de: -11.68 en 1950 a -20.42 en 1960 para la generación. Con respecto al estudio del Comité se registraron diferencias entre -3.46 en 1954 y -12.14 en demanda máxima; y de: -0.12 en 1954 a -12.03 en 1960 en generación.

La magnitud de las desviaciones registradas para el total del país, se consideran dentro de una tolerancia, no así las registradas en la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A.

2. *Análisis de estudios realizados*

Es conveniente aclarar que la firma Madigan & Hyland realizó estudios para diversas zonas del país, importantes en el aspecto eléctrico apoyándose en las mismas bases generales y siguiendo también métodos semejantes. En este trabajo solamente se trata lo relativo al estudio hecho por dicha firma en 1948 para la zona central, por ser la de mayor venta de energía, pues en 1946 le correspondió el 51.49 por ciento de la energía total vendida en el territorio mexicano, en 1953 el 46.80 y en 1960 el 47.04 por ciento.

El Comité para el Estudio de la Industria Eléctrica Mexicana formuló en 1953 un estudio para todos y cada uno de los sistemas eléctricos y zonas servidas, e integró la totalidad para un estudio en conjunto de los requerimientos de la nación hasta 1963. En este trabajo se verá el estudio hecho para la zona central y el resumen para la nación.

*Métodos seguidos*

Se hizo una investigación sobre el comportamiento observado en los mercados en fechas anteriores para cada uno de los tipos de servicio, y una investigación sobre requerimientos futuros extraordinarios, particularmente en el servicio industrial.

Para la proyección de los requerimientos eléctricos, primero evaluaron la influencia que cada tipo de servicio tiene en relación al total, para dedicar mayor atención a aquellos que por su importancia merecen un tratamiento especial; por ejemplo, para el servicio residencial, primero se hizo una predicción sobre el número de consumidores de acuerdo con sus tendencias, en comparación con la población y la unidad familiar, así como el punto de saturación a que puede llegarse comparando la cifra prevista, con poblaciones de características semejantes y hasta con las de otros países avanzados. Esta saturación para la zona central se previó para 1960 al 68.4 por ciento del número de familias. A continuación, se tomó en cuenta el promedio de consumo por consumidor y su crecimiento, para cada grupo de consumidores, estimando el mayor aprovechamiento de la energía, que se vio influido por la condición de vida de los habitantes; conjugados estos factores y partiendo de las tendencias anteriores, se



formuló la proyección de acuerdo con la tasa anterior, y con igual tendencia en relación al aspecto económico.

Para la proyección del crecimiento del servicio comercial se tomó en consideración que depende de la tendencia de la población y su desenvolvimiento económico, por lo que también se basó en la tasa ya registrada y considerando que el desarrollo económico tendría el mismo ritmo anterior.

Para el servicio industrial que se considera como la clave de los requerimientos en ventas de energía y el que rige los crecimientos de las demás clases de servicios, se dio un tratamiento particular, dedicándole el mayor esfuerzo, a fin de realizar un estudio de detalle de las perspectivas industriales para lo cual se realizaron investigaciones de carácter estadístico y directo sobre nuevas industrias.

De acuerdo con las informaciones obtenidas y el curso probable de desenvolvimiento, se efectuó un cuidadoso análisis de los diversos usuarios más importantes dentro de la industria, pues como es bien sabido no todo aumenta en la misma proporción. Por ejemplo: la industria de productos alimenticios y conexos, en 12 años creció 122 por ciento; la de textiles y ropa; 141; materiales de construcción, 117; productos metálicos, 234; ensambladoras, 236; químicos, 152; papel, 71; petróleo, 68; vidrio y cerámica, 118; en cambio, la industria minera ha descendido en forma notable.

La proyección para los futuros requerimientos anuales en venta de energía en servicio industrial, se hizo con la tasa de crecimiento anterior, adicionada cada año, con las necesidades por nuevas industrias conocidas.

Para los otros tipos de consumidor en general, se hizo la proyección según la tasa de años anteriores, suponiendo que continuaría con el mismo ritmo el desarrollo económico.

### 3. Comportamiento de los factores económicos observados para los estudios y en el período de proyección

Como ya se indicó en el apartado anterior, al transcurrir el tiempo, la realización de los hechos puede acusar desviaciones mayores o menores con respecto a las proyecciones, pero es interesante conocer los factores que, en forma decisiva, pueden haber intervenido para esos desvíos.

El nivel de vida de la población cambia en función de la actividad económica del país, que puede ser influida a su vez por la política industrial, agrícola o financiera, la que es muy difícil de prever. En el caso que nos ocupa, vemos cómo habiendo aumentado la población con una tasa del 3 por ciento a partir del año 1953, el volumen de la producción industrial aumentó a una tasa del 8 por ciento y el producto nacional con el 6.9 por ciento al igual que el ingreso nacional. Todos estos factores acusan un mejoramiento extraordinario en el nivel de vida al tener, por una parte, un incremento en el volumen de la producción industrial, a la vez que una capacidad adquisitiva individual mayor, lo que trae como consecuencia el mayor uso de factores

de consumo, contándose entre ellos artículos eléctricos que hacen subir el consumo eléctrico por habitante.

La producción industrial, que se considera el factor más importante, ha traído como consecuencia un aumento en la tasa de crecimiento en el consumo de energía eléctrica en todos los tipos de consumidores. El total de energía consumida en usos industriales, comprendiendo el servicio público y privado, subió para el país de una tasa de 8.3 por ciento en 1946-53, a 10.3 por ciento en 1953-60, aumentando en cifras absolutas de 3 100 millones de Wh en 1953 a 5 930 millones de Wh en 1960.

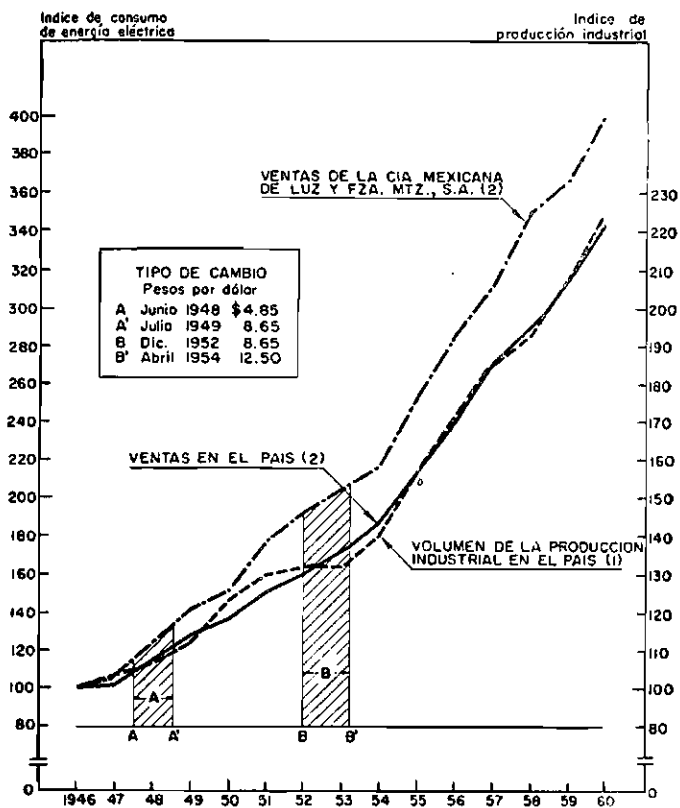
Aunque muchas de las causas de ello son complejas, es indispensable analizar algunas de ellas, aunque sea en forma somera.

La demanda máxima y la generación de energía eléctrica en el país, para los años 1956 a 1960 fueron en general superiores a lo previsto por el Comité de Estudio. Tal desviación de la proyección se debió en gran parte a mayor demanda y consumo de los previstos en

Gráfico VI

### MÉXICO: VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LA INDUSTRIA Y VOLUMEN DE LA PRODUCCIÓN INDUSTRIAL

ESCALA NATURAL.



La división de años corresponde al 31 de diciembre de cada año.

(1) Índice del Banco de México, S. A., Base 1945 = 100, convertido a 1946 = 100.

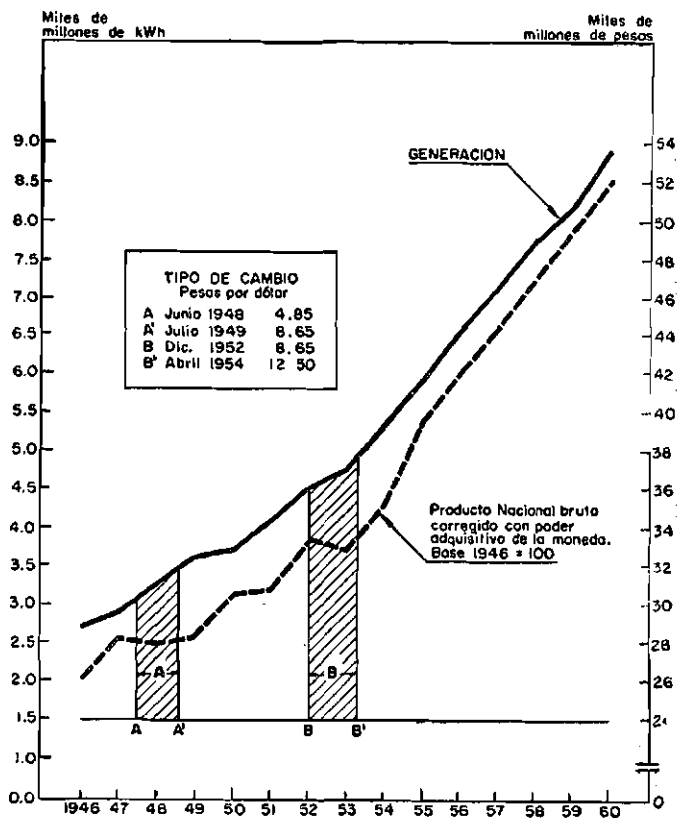
(2) Índice simple con base 1946 = 100.

(A) y (B) Períodos de incertidumbre por el desequilibrio en la paridad monetaria.

NOTA: Con fines de comparación se adoptaron diferentes escalas.

Gráfico VII

MÉXICO: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PRODUCTO NACIONAL BRUTO



La división de años corresponde al 31 de diciembre de cada año. (A) y (B) Período de incertidumbre, por el desequilibrio de la paridad monetaria.

servicios industriales y residenciales, por lo que se ha hecho una correlación entre las ventas de energía eléctrica para la industria y el volumen de la producción industrial en el país que, como se puede ver en el gráfico VI, tiene una relación íntima en el comportamiento de las curvas de ambos crecimientos. Asimismo, en el gráfico VII se ve la íntima relación que existe entre el producto nacional bruto corregido y la generación de energía eléctrica total en el país. Ahora bien, en estos mismos gráficos pueden observarse cambios bruscos en ambas tendencias.

Se cree que México ya ha superado las épocas de inestabilidad y siendo cada vez más sólida su estructura económica, llegará el momento en que no existan cambios bruscos en la proyección de requerimientos eléctricos.

Del mismo modo que se ha visto en el gráfico I que las discrepancias entre lo proyectado para el país y los verdaderos requerimientos no acusaron diferencias excesivas ni en demanda máxima ni en generación, en los gráficos II, III y IV puede apreciarse que en el caso particular de la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., fueron notables las discrepancias entre lo registrado hasta 1960 y lo estimado tanto por Madigan & Hyland como por el Co-

mité de Estudio. Por tanto, se ha hecho una investigación sobre sus causas y se vio que aunque la concentración de población fue excesiva, la tasa de crecimiento fue inferior a la prevista; el consumo de energía eléctrica, principalmente industrial y residencial, registró un incremento muy superior al estimado. Esto se debió a que pese a las gestiones del gobierno y de las organizaciones industriales y Cámaras de Comercio para procurar la descentralización de la industria en esta zona, se siguieron ampliando las fábricas existentes e instalando otras nuevas para distintos productos.

Es elocuente el gráfico VI en que la curva de ventas de energía de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., para las industrias, no guarda relación con el volumen de la producción industrial en el país, como acontece con las ventas de energía también para la industria en el territorio nacional, hecho que comprueba que la producción industrial ha tenido más desarrollo en la zona central que en el resto del país, lo que lógicamente trae como consecuencia mayor número de usuarios y mejor utilización de la energía por el ascenso del nivel de vida.

4. Métodos propuestos

Por la experiencia adquirida con los resultados de comparación en estudios anteriores, se pueden dividir en dos los estudios futuros para la estimación de los requerimientos, de acuerdo con el objetivo que se persiga y la magnitud de las zonas.

a) Tratándose de la proyección de requerimientos en conjunto para la nación, con objeto de proyectar en términos generales su financiamiento, o simplemente para conocer, en los mismos términos, las demandas máximas y consecuentemente la capacidad instalada y la energía que se requerirá así como los volúmenes de equipo y materiales, podría seguirse un método por demás simplificado si se toma en cuenta que las discrepancias observadas entre lo realizado y lo proyectado, quedan dentro de un límite razonable. (Véase el gráfico VIII.)

b) Tratándose de sistemas interconectados o zonas determinadas, se debe seguir un método más complejo para conocer los requerimientos en cada tipo de consumo, de los que se deducirán los totales que, a su vez, integrados, pudieran formar los totales en el país.

En el primer caso bastaría:

1) Obtener la tendencia de generación en un período de tiempo razonable inmediato anterior a la fecha en que se realice el estudio.

2) Proyectar dicha tendencia hacia el futuro, obteniéndose con ello lo que llamaremos evolución normal de los requerimientos de energía eléctrica.

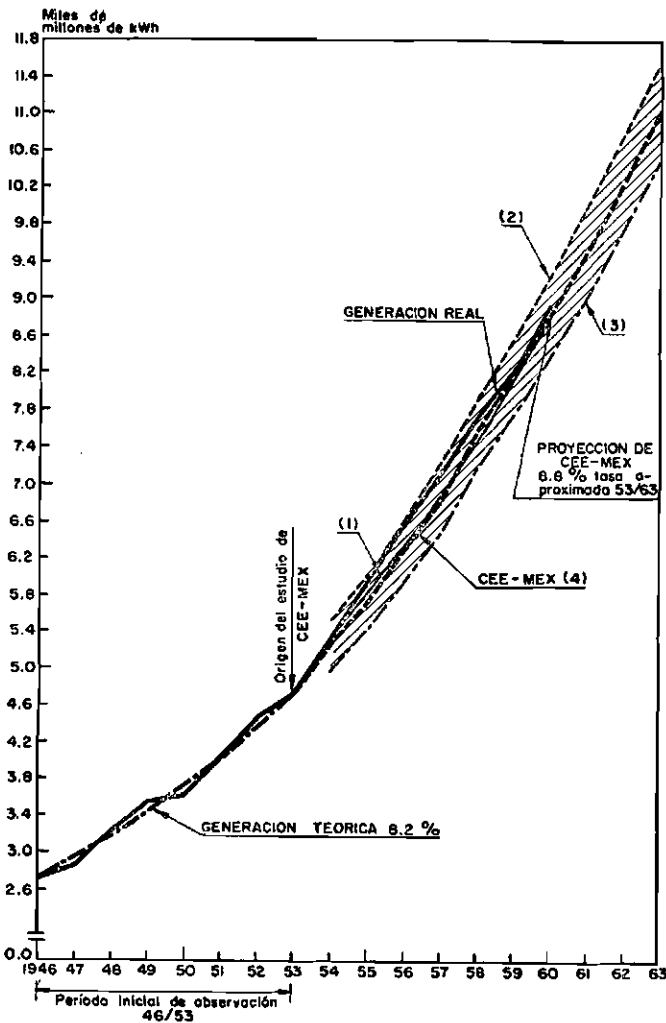
3) En caso de conocerse requerimientos futuros extraordinarios se ajustarán con cifras adicionales las obtenidas con la proyección anterior.

4) A la generación proyectada y en función de las horas del año, se aplicaría el coeficiente promedio de factor de carga que por experiencias anteriores se tu-

Gráfico VIII

MEXICO: LIMITES PARA CORREGIR LA PROYECCIÓN DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

ESCALA NATURAL



- (1) Proyección corregida 54/59 con la tasa media en el período observado 46/54, 8.8 %.
- (2) y (3) Límites de tolerancia máxima y mínima de 5 % de desviación sobre cifra proyectada. Desviaciones menores no justifican corrección.
- (4) Suma de proyecciones de las zonas o sistemas eléctricos cuyas proyecciones se basaron en resultados anteriores a la fecha de origen del estudio, ajustadas por requerimientos extraordinarios conocidos para algunos tipos de servicios.

viera, con lo que se obtendría la demanda máxima para cada año.

5) La demanda máxima de cada año se aumentaría en un 20 por ciento para obtener la capacidad instalada, la que permitiría disponer de la capacidad firme con margen de seguridad razonable.

6) Para obtener los límites de tolerancia máxima y mínima en que deba caer la generación por registrar en años venideros, se aplicará un 5 por ciento a la cifra proyectada, la que marcará la tolerancia de desviación en un caso y en otro.

7) Transcurrido el tiempo, si la desviación en cual-

quier año fuera mayor del 5 por ciento, sin que hubieran intervenido factores anormales, se recurrirá a la corrección de la proyección para los siguientes años, calculando una nueva tendencia entre el año en que se hubiere presentado el máximo desvío y el punto de origen en que se haya hecho la estimación para el estudio.

8) Sobre la nueva proyección se fijarán las líneas de tolerancia máxima y mínima también con el 5 por ciento de desvío, el que se considera perfectamente razonable si es que se cuenta en cualquier momento con una reserva de 20 por ciento en la capacidad instalada sobre la demanda máxima.

La experiencia en que se basa este procedimiento simplificado se puede ver en el gráfico VIII, en el que aparece la proyección para generación hecha por CEE-MEX desde 1953 hasta 1963 y la registrada como generación real hasta 1960, que se encuentra dentro de las líneas límites de tolerancia máxima y mínima para los desvíos.

En el segundo caso, cuando se trata de conocer con detalle los requerimientos de un sistema o zona en especial, habrá que recurrir a un método más minucioso.

Por el análisis de los resultados en relación a las proyecciones hechas para la zona servida por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., y al tomar en cuenta la complejidad de los factores económicos, muchos de ellos como hemos visto imprevisibles a mayor o menor plazo, según la estabilidad del país, se considera que para las proyecciones de requerimiento de energía eléctrica, lo más adecuado sería seguir el procedimiento siguiente:

- 1) Hacer una consideración de carácter general sobre los factores económicos.
- 2) Una evaluación sobre los futuros habitantes de la zona.
- 3) Análisis de los registros de ventas de energía, en los diferentes tipos de servicio a través del tiempo, con el fin de establecer la línea de conducta normal de cada uno de ellos y determinar el carácter de evolución de su tendencia, que podría ser aritmética, geométrica, etc., dando preferencia a las líneas de mayor peso que son, en última instancia, las que dan sus características al conjunto. En casos especiales, se hará un estudio sobre el nivel de saturación del mercado y del mejoramiento en la utilización de la energía eléctrica por el mejor nivel de vida de la población.

4) Una vez obtenidas las tendencias para cada uno de los tipos de servicio, se proyectarán al futuro para obtener lo que puede estimarse como su evolución normal.

5) Se hará una investigación minuciosa sobre requerimientos extraordinarios en aquellos tipos de servicio de mayor peso, para con ellos corregir los datos de proyección.

6) En casos especiales se hará un análisis sobre las variantes en los consumos críticos por cambios estacionales, a fin de corregir los datos de las proyecciones.

7) Se sumarán los requerimientos por cada tipo de servicio, a cuyo resultado se adicionará el porcentaje estimado por pérdidas de acuerdo con la experiencia de

años anteriores, con lo que se obtendrá la energía requerida.

8) Aplicando a la energía requerida en función de las horas del año, el coeficiente observado para el factor de carga, se obtendrá la demanda máxima la que, a su vez, se podrá corregir con los porcentajes de variación dentro del año, en aquellas zonas que se vean influidas por los cambios estacionales.

9) A la demanda máxima se aumentará un 20 por ciento como reserva, teniendo con ello la capacidad instalada requerida que garantizará la capacidad firme.

10) Para mayor seguridad se puede hacer un análisis de la energía requerida mes a mes, y de las demandas máximas mensuales en épocas anteriores, frente a la energía y capacidad firme para que, en la misma proporción, se hagan las correcciones futuras.

Los desvíos pueden ser importantes ya que influyen muchos factores imprevisibles cuando se trata de regiones o sistemas en particular, en que no existe la compensación como en un sistema dilatado. (Véase el gráfico IX.)

En casos como el de la zona central, habrá necesidad de completar el método en la siguiente forma, para los acontecimientos futuros:

Cada vez que el desvío sea mayor del 5 por ciento de tolerancia, o que se presenten factores decisivos que hagan variar en forma permanente la condición económica o demográfica de la zona o sistema, se hará la corrección de la proyección para los años venideros, calculando la tasa registrada entre el año observado y el que haya servido de origen para el estudio para que, con esta misma tasa, se haga la nueva proyección.

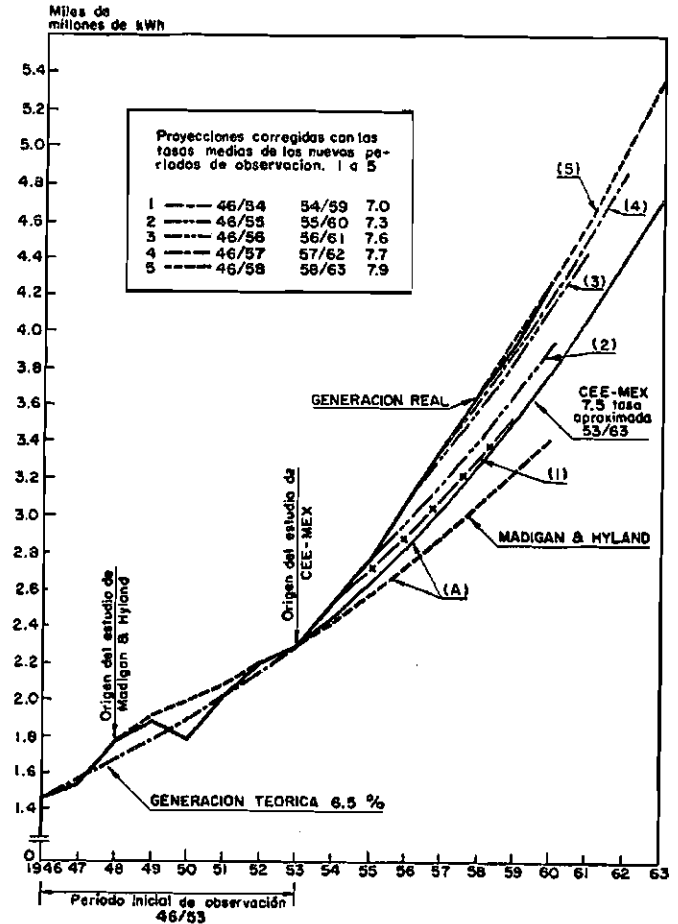
En el gráfico IX se han hecho aparecer las proyecciones de Madigan & Hyland y del Comité de Estudio, así como cinco correcciones sucesivas a partir de los años 1953, 1954, 1955, 1956, 1957 y 1958, según el procedimiento indicado en el párrafo anterior, lo que pone de manifiesto que la última corrección a la proyección de generación marcada con el número 5 coincidió con la generación real de los últimos años. Ello significa que aun habiendo acontecido hechos imprevisibles que modificaron sustancialmente la estructura económica de la zona central e hicieron crecer en forma inusitada

los requerimientos de energía eléctrica, es posible llegar a una proyección satisfactoria para años venideros.

Gráfico IX

COMPANÍA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ:  
CORRECCIONES SUCESIVAS A LAS PROYECCIONES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

ESCALA NATURAL



(A) Suma de proyecciones de requerimientos en los diferentes servicios basados en resultados anteriores a la fecha de origen del estudio, ajustados por requerimientos extraordinarios conocidos.

## LA ELECTRIFICACIÓN PLANIFICADA EN LOS PAÍSES POCO DESARROLLADOS DE AMÉRICA LATINA

por Rolfo Ortega Mata \*

La electrificación planificada en los países poco desarrollados, según las teorías modernas, se supedita a la planificación nacional o regional de su desarrollo económico y social; y ésta última se basa en principios teóricos que en los años recientes se han concretado como sigue:

1) Los países atrasados de estructura capitalista deben desarrollarse según programaciones que permitan aprovechar lo más eficientemente posible sus escasos recursos.

2) El estado y la iniciativa privada están obligados a redoblar constantemente sus esfuerzos para realizar el desarrollo:

a) Mediante la orientación y coordinación general del proceso.

b) Facilitando el desarrollo, mediante la creación de instituciones de educación, investigación y fomento.

c) Adoptando políticas económicas, monetarias y fiscales encaminadas a llegar al desarrollo equilibrado y a la mayor ocupación.

d) Estimulando el ahorro y la capitalización de la iniciativa privada para invertir en producciones convenientes y realizando la inversión pública en los sectores productivos básicos.

e) Fomentando la agricultura mediante técnicas modernas, para aumentar su productividad e incrementar con ello el ingreso de los campesinos y el mercado de artículos industriales.

f) Incrementando la industrialización para hacer que los ingresos personales sean altos y la distribución de la renta nacional equitativa. La industrialización puede acelerarse con la capitalización de todos los recursos disponibles, para formar las disponibilidades financieras necesarias en el impulso de las industrias básicas, como la química, de bienes de inversión, las de comunicación y transporte, la siderúrgica y las energéticas.

3) Se deben realizar las reformas agrarias necesarias para eliminar el estancamiento secular de la producción agrícola y pecuaria, auspiciando para ello organismos de enseñanza y ayuda técnicas, así como de crédito y dirección superior.

4) En países poco desarrollados debe ponerse especial atención a la aceleración del proceso de industrialización, creando fábricas eficientes de aquellos artículos más usados. Para ello, el estado debe auspiciar la capitalización con fines de inversión industrial, mediante instituciones especializadas que promuevan, estimulen y protejan las nuevas industrias.

5) Sin embargo, cuando la iniciativa privada no esté preparada para marchar al ritmo necesario del desarrollo, el estado debe crear y operar directamente no sólo las industrias básicas, sino también las necesarias para consolidar la estructura fundamental de la industrialización.

Los principios anteriores han sido los determinantes en el desarrollo económico y social de México, aunque sin el nombre específico de planificación.

### 1. *Electrificación*

A causa de que una electrificación bien planificada aporta a la industrialización la energía necesaria para disponer de fuerza motriz, a mayor capacidad instalada y eficiencia de los sistemas interconectados, más bajos serán los precios de los servicios eléctricos con que contarán las producciones agrícola o industrial. Se podrá así obtener mayores utilidades para reinvertirlas en el desarrollo industrial, mejorando las condiciones de vida de los trabajadores industriales y de otras actividades productivas.

Los países poco desarrollados que ya iniciaron su industrialización, necesitan poner mayor cuidado en su electrificación, pues sólo mediante una disponibilidad abundante de electricidad barata es posible sostener un ritmo de industrialización que permita alcanzar los fines fundamentales de la planificación del desarrollo económico y social nacional equilibrado.

Como para que una electrificación sea eficiente es necesario planificarla, es incuestionable la necesidad de formular planes y realizarlos desde el punto de vista nacional y no de la iniciativa privada, pues ésta casi nunca atiende al desarrollo social del país en que actúa sino que aspira a obtener los rendimientos más altos posibles. Además, la experiencia demuestra que sólo una industria de generación y suministro de electricidad del estado es capaz de dar sólidas bases a la industrialización, pues permite a los sectores productivos de segundo y tercer orden aumentar los rendimientos de sus capitales, que, al ser reinvertidos, redundan en un aumento de la producción.

Cabe aclarar que la electrificación debe ser equilibrada desde el punto de vista económico, es decir, sin perjudicar a determinados sectores industriales con tarifas altas en beneficio de otros, como ocurría en México cuando un importante porcentaje de la capacidad instalada se encontraba todavía en manos de capitalistas extranjeros.

Debe incluirse en las planificaciones una política de

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.17.

tarifas basada en el costo del servicio —atendiendo al desarrollo económico y social—, para que tanto la agricultura como las industrias extractivas, las de transformación y las de servicios de transportes y comunicaciones puedan desarrollarse armónicamente en beneficio de la economía nacional.

La planificación de la electrificación enfocada hacia usuarios importantes, como la agricultura, la ganadería, y las comunicaciones y transportes, facilita una producción agropecuaria abundante. Al contar también con medios de transporte suficientes y baratos, se aumentan los niveles de alimentación de las poblaciones, pues cuando no hay una producción agropecuaria abundante y barata es preciso importar los artículos alimenticios de primera necesidad con el consiguiente perjuicio para la economía nacional.

Los problemas que presenta la electrificación del campo pueden resolverse mediante estudios minuciosos que aseguren los rendimientos de los capitales invertidos en las redes de distribución rurales o en las pequeñas plantas termoeléctricas para mecanizar la agricultura y la ganadería en importantes trabajos de sus etapas de preparación, siembra y cultivo de las tierras, así como en la cosecha, recolección y transporte de los productos, por una parte, y en la crianza y explotación ganadera, por la otra.

También deberá considerarse al planificar la electrificación la conveniencia de que el consumo industrial cuente con electricidad barata y abundante a fin de que la producción manufacturera se desenvuelva coordinadamente con el desarrollo de la producción en particular, y en lo económico y social en lo fundamental.

Sin embargo, como los servicios residenciales de energía eléctrica repercuten más directamente en el bienestar social de las colectividades, el uso doméstico de la electricidad, tanto en alumbrado como en calefacción y pequeña fuerza motriz, debe planearse en los países latinoamericanos poco desarrollados atendiendo coordinadamente las demandas de energía eléctrica futuras que sean indispensables para elevar constantemente el nivel de uso de energía eléctrica por habitante.

Por ello, al planificar la electrificación deberá realizarse inicialmente por regiones en aquellos países poco desarrollados con extensos territorios, ya que los sistemas de suministro de electricidad se forman según las demandas de energía.

Así, en una planificación regional se debe tomar en consideración lo siguiente:

a) Existen diferentes enfoques para realizar las mediciones. En el caso de un estudio para estimar el posible crecimiento de la actividad productora específica, los criterios se ajustarán a la naturaleza del sector.

b) Para los fines anteriores se recomienda el uso limitado de indicadores, dependiendo su número del programa de desarrollo regional o nacional que haya que tomar en consideración.

c) Los indicadores seleccionados deberán ser determinados según el criterio de medición, concretándolos con los ritmos de crecimiento de cada fenómeno económico o social que se estudie.

d) Después debe analizarse la influencia de los indicadores en la actividad considerada y las interrelaciones entre los primeros y la segunda, así como las de ellos entre sí, según el plan de desarrollo económico y social regional.

e) Es necesario concretar la influencia de los factores fundamentales de la producción regional o nacional en su desarrollo económico y social, mediante el análisis de los volúmenes necesarios, costos y recursos, teniendo en cuenta las materias primas, la mano de obra, los capitales y la organización.

Los indicadores más usuales para la evaluación del desarrollo económico y social regional o nacional, suelen ser los siguientes:

### 1) *Niveles sociológicos*

a) Tendencias del crecimiento de la población, tasas de mortalidad, de natalidad, etc.

b) Dinámica de los índices de alimentación, habitación, vestido, etc.

c) Tendencias del consumo medio de bienes y servicios por habitante.

d) Dinámica de los ingresos personales, gastos y ahorro por habitante.

e) Ritmo de crecimiento de la fuerza de trabajo de tiempo completo y de sus índices correspondientes, por grupos de actividades productivas.

### 2) *Niveles de la estructura productiva*

a) Tendencias de los volúmenes de la producción por divisiones, grupos y clases de actividad en la región o país.

b) Tendencias de las capacidades aprovechadas de las empresas agrícolas e industriales de la región o país.

c) Crecimiento de las capacidades productivas de las divisiones, grupos y clases de la producción regional o nacional.

d) Interrelaciones en el tiempo de los principales aspectos tecnológicos, económicos y sociales de las divisiones, grupos y clases productivas entre sí y con la actividad que se estudie.

### 3) *Niveles de la producción*

a) Dinámica de la población trabajadora según divisiones, grupos y clases de la producción, e índices correspondientes de la fuerza de trabajo y empleo regional o nacional por clases de la producción.

b) Tendencias de los salarios monetarios y reales de los trabajadores de las divisiones, grupos y clases de las actividades productoras de la región o país.

c) Ritmo de crecimiento de los valores reales y deflacionados de las producciones y de algunos de sus índices, según divisiones, grupos y clases principales.

d) Estimación de insumo-producto regional.

### 4) *Capacidad de crecimiento*

a) Recursos existentes en la región:

en todo el país, lo que origina el empleo de largas y costosas líneas de transmisión y distribución, para ser usadas al bajo aprovechamiento inicial que requieren nuestras pequeñas poblaciones; la configuración topográfica de México, típicamente sinuosa en algunas regiones, desértica o pantanosa en otras; la carencia de vías de comunicación a los lugares más apartados hasta donde se ha hecho llegar el fluido eléctrico, etc.

Estas múltiples condiciones han impulsado al Departamento de Juntas Estatales de Electrificación a encontrar fórmulas para contrarrestarlas, entre las que se pueden contar el sacrificio de las normas usuales para la construcción y procedimientos de fabricación especial, de menor costo, que permiten continuar solucionando con la misma celeridad el problema.

Como ejemplo de esta labor podemos mencionar:

a) *Estructura Potosí*, en un sólo poste de madera creosotada, para 66 kV, claros de 200 a 250 metros en terreno a nivel, con conductor ACSR N° 2 y con un costo aproximado de 30 000 pesos por cada kilómetro. Puede llevar, en caso necesario, un circuito de distribución de 13 kV abajo del de 66 kV.

b) *Poste de acero estructural Anáhuac-1*, para baja tensión en redes de distribución, de 85 kg de peso, 7 metros de altura libre y 500 kg de carga de ruptura aplicada en la punta.

c) *Poste de acero estructural Anáhuac-2*, para alta y baja tensión en redes de distribución, de 130 kg de peso, 8.40 metros de altura libre y 700 kg de carga de ruptura aplicada en la punta.

d) *Luminaria Anáhuac-2*, de aluminio, para alumbrado público, para lámpara incandescente de 150 vatios; con un costo de 75 pesos, incluyendo brazo.

Otro ejemplo del empeño en llevar la energía eléctrica a lugares apartados, en condiciones en extremo difíciles, mediante la aplicación de soluciones especiales, es la siguiente iniciativa de la propia Dirección General de la CFE.

a) *Planteamiento*. Poblaciones pequeñas en lugares montañosos y sin buenas comunicaciones, distantes más de 40 kilómetros de las líneas de abastecimiento, demandan servicio eléctrico. La construcción de una línea hace obtener la energía a un elevado costo; lo mismo ocurre por medio de una planta diesel a causa del transporte del combustible y del costo de mantenimiento de la planta. La población exigía el aprovechamiento de los recursos hidráulicos locales, pero esta solución había quedado descartada años atrás porque, aplicando las normas clásicas de construcción a pequeños aprovechamiento hidráulicos, se obtenían costos exagerados de la energía.

b) *Solución*. De acuerdo con la iniciativa de la Dirección General de la Comisión Federal de Electricidad, el problema ha sido resuelto realizando instalaciones hidráulicas tan económicas como la de Tetela de Ocampo, Pue. y de Chalacuaco, Hgo., con plantas de 125 y 175 kW respectivamente y costos unitarios menores de 4 000 pesos por cada kW. Esto se ha logrado descartando, por lo menos para una primera etapa, la construcción de grandes obras hidráulicas

de captación y conducción y aprovechando exclusivamente el gasto mínimo permanente, con un pequeño vaso regulador, así como suprimiendo obras de previsión para etapas futuras, al igual que aditamentos y protecciones de dudosa importancia.

c) *Consecuencia*. Los resultados obtenidos con la aplicación de este nuevo sistema, han demostrado plenamente su eficacia; y como los habitantes beneficiados han manifestado una gran complacencia al ver aprovechados sus recursos locales para atender sus propias necesidades, la Dirección de la CFE ha encomendado al Departamento de Junta Estatales de Electrificación desarrollar este tipo de pequeños aprovechamientos hidráulicos en todo el país. Se espera que dichas obras resultarán aún más económicas que las anteriores, a causa de la experiencia lograda hasta la fecha.

En los trabajos que ejecutan las juntas estatales de electrificación, hemos obtenido los costos promedio siguientes:

a) 1 500 pesos por cada poste en red de distribución de 13 200 V/220-127 V, incluyendo herrajes, conductores y equipo eléctrico y de alumbrado público.

b) 15 000 pesos/km de línea de distribución de 13 kV.

c) 25 000 pesos/km de línea de transmisión a 33 kV.

d) 30 000 pesos/km de línea de transmisión a 66 kV.

Con los costos promedios anteriores, se ha valorizado el programa de obras del presente año, con el que se beneficiará a 524 000 habitantes, en la cantidad de 107 millones de pesos, cifras de las cuales se puede deducir un costo de 204 pesos por cada habitante beneficiado, sin incluir, naturalmente, los costos principales de generación y transformación.

En los cuadros 1 y 2 se señalan los resultados de los trabajos realizados por las juntas hasta 1960, los cuales se pueden concretar dando el índice de consumo de 266 kWh por habitante para servicios públicos.

## 5. Resultados y proyección

Buena parte del éxito en la tarea de las juntas estatales debe atribuirse a los factores siguientes:

a) Un fenómeno de reproducción de la Comisión Federal de Electricidad logrado en la actuación de las numerosas juntas dirigidas por el Departamento de Juntas Estatales de Electrificación. Cada una de ellas actúa en su respectivo estado como un pequeño órgano electrificador, semejante a la propia Comisión Federal.

b) La división territorial en el aspecto de electrificación, automática al funcionar una junta en cada estado de la República, hace que los trabajos de las juntas estatales se concentren y limiten, produciendo rendimientos excelentes.

c) El conocimiento directo que de las necesidades y recursos locales tienen los gobernadores de los estados y las autoridades municipales, conduce a un mayor

aprovechamiento de dichos recursos y una mejor atención de las propias necesidades. Como se mencionó, el representante del gobierno del estado en la junta actúa como secretario. Las autoridades municipales también actúan por medio de los comités de electrificación de cada población. La Comisión Federal de Electricidad aporta a la junta la asistencia técnica, administrativa y económica a través de su Departamento de Juntas Estatales y de su representante, que ejerce las funciones de presidente ejecutivo.

Los resultados obtenidos por las juntas estatales, se pueden resumir como sigue:

a) Una verdadera transformación en las condiciones de vida de los habitantes de cada pueblo electrificado. A esto conduce invariablemente la iluminación y el empleo de aparatos eléctricos en los hogares, así como el alumbrado público en las calles y el bombeo de agua potable para la comunidad.

b) Una importantísima mejora en la economía local, derivada de la aplicación del servicio eléctrico a las siguientes actividades:

i) Molinos que tradicionalmente se utilizan en la transformación de un producto básico de la alimentación del pueblo mexicano: el maíz.

ii) Talleres, artesanías y otras pequeñas industrias como hilados y tejidos, cerámica, etc.

iii) Bombeo de agua para riego de las tierras que en gran parte eran de temporal antes de la electrificación.

iv) Plantas de refrigeración y empacadoras de productos alimenticios locales.

v) Iniciación de la industria mediana.

c) Un fuerte estímulo de progreso. Puede afirmarse que no hay pueblo que no solicite su electrificación, cuando contempla los beneficios derivados de la ener-

gía eléctrica de que puede disfrutar el pueblo vecino.

d) Por medio de las juntas estatales ha sido una labor natural y eficaz la restauración de las redes, aun de poblaciones no rurales, cuyos ejemplos recientes los constituyen las capitales de los estados de Tlaxcala y Tabasco, donde las limitaciones derivadas de saturación y mal estado de las instalaciones antiguas significaban un gran obstáculo para su progreso.

Las juntas estatales de electrificación constituyen, en suma, una de las más valiosas experiencias que se ha llevado a cabo en nuestro país; al extender los beneficios de la energía eléctrica a los mexicanos de más humilde condición económica, a los que consumen el potencial de sus recursos humanos en las actividades rutinarias del campo, sin oportunidad de modernizar éstas o de encauzar sus capacidades en nuevas tareas, ha tenido la recompensa de haber logrado hacer llegar la luz y la energía a millares de esos mexicanos, ahora incorporados al progreso contemporáneo con las nuevas fuentes de trabajo y producción en sus comunidades.

Las múltiples instalaciones que ya se encuentran en servicio, con la reserva de capacidad física que permite el reducido aprovechamiento inicial de las mismas; el valioso concurso de los técnicos y trabajadores mexicanos que han colaborado con la Comisión Federal para cumplir con esta misión electrificadora nacional; y la ejemplar actitud de solidaridad entusiasta de las poblaciones beneficiadas, son fuentes inagotables para la renovación constante de nuestros esfuerzos y apoyo suficiente para garantizar la continuación de esta empresa, que ejecutan las juntas estatales, en la que se conjugan los esfuerzos de pueblo y gobierno representados en nuestras entidades políticas básicas: la Federación, los estados y los municipios.



- i) Materias primas y recursos energéticos.
- ii) Recursos humanos, mano de obra calificada y técnica.
- iii) Capitales disponibles y métodos de financiamiento en uso.
- iv) Posibilidades de organización y dirección de empresas.

b) Capacidad de crecimiento de las industrias básicas, como las energéticas, siderúrgicas, químicas, pesadas y de comunicaciones y transportes.

c) Dinámica de la posibilidad de aumentar la producción y exportación de los bienes de consumo e inversión.

Con los principios teóricos sobre planificación de la electrificación regional necesaria en países que comienzan a industrializarse, es fácil establecer metodologías concretas que sirvan para la realización de los fines sociales que persigue el suministro de electricidad a poblaciones urbanas y rurales. Es necesario especificar en ellas los organismos públicos, privados o mixtos que llevarán a cabo la planificación, jerarquizándolos para obtener toda la información necesaria y en la realización de estudios, proyectos y obras.

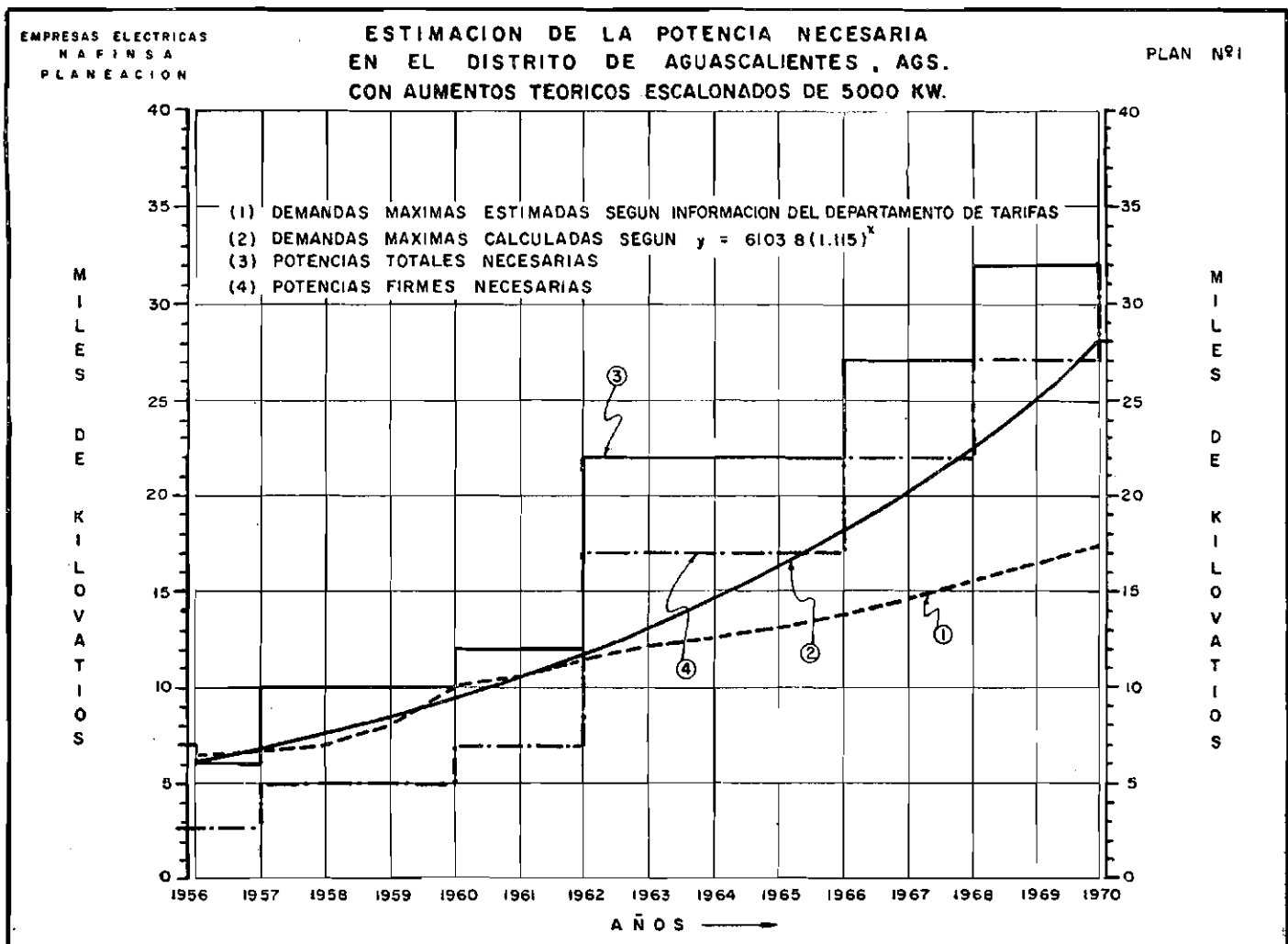
## 2. Metodología usada por Empresas Eléctricas NAFINSA

Las metodologías para la planeación de la satisfacción futura del crecimiento del consumo de energía eléctrica en los sistemas de la empresa mencionada, se han concretado para tres lapsos:

- a) Plazos cortos: de uno a cuatro años;
- b) Plazos medios: de cinco a diez años, y
- c) Plazos largos: de más de diez años.

La primera se aplica cuando es una necesidad ineludible, a corto plazo, suministrar servicios eléctricos para hacer frente al crecimiento de consumo de energía mediante inversiones en las ampliaciones de la potencia necesaria, y se basa en los registros de los aumentos de demandas máximas brutas de 5 a 10 años anteriores, así como en los de posibles aumentos de cargas futuras. Esta información se utiliza para fijar aumentos de demandas máximas de la región, a fin de que, conociendo también los posibles aumentos de las ventas de energía, se determinen las futuras potencias instaladas o necesarias firmes que deberán hacer frente a las estimaciones de aumento de consumo de energía a corto plazo.

Gráfico I



Esta metodología, aparentemente racional, tiene la gran desventaja de no ser el resultado de una tendencia secular basada en un fenómeno real registrado 5 o 10 años atrás. Por eso, aunque útil, sólo sirve para determinar, con cierta exactitud, los aumentos de potencia necesarios a corto plazo en los sistemas de las divisiones de la empresa nacional citada.

La metodología para plazos medios, se ha aplicado a plantas aisladas que, en el futuro, tendrán que conectarse a sistemas. Para ello, se determinan las potencias futuras necesarias a fin de hacer frente al ritmo de crecimiento natural de ventas de kWh y de demandas máximas brutas, mediante el cálculo de tendencias seculares exponenciales basadas en cinco años atrás y extrapolándolas a diez años futuros. Se acepta en esta metodología que los fenómenos más regulares de crecimiento son el de ventas de energía y de demandas máximas brutas, y que con ellos han de aumentar, correlativamente, las potencias instaladas o necesarias firmes. La planeación se hace mediante la determinación de las ecuaciones de las tendencias para calcular el ritmo de crecimiento anual de las ventas brutas, de las demandas máximas brutas y de las capacidades instaladas firmes, atendiendo al mejoramiento de los factores anuales de aprovechamiento de energía mediante la reducción del por ciento de la energía no vendida. Después se determinan las generaciones o volúmenes brutos de energía necesarios, las potencias medias anuales para 5 a 10 años después y se proponen crecimen-

tos escalonados de potencia instalada necesaria en plantas o en subestaciones en el caso de compras de energía de otros sistemas. Además, siempre se prevé que el crecimiento de las demandas máximas sea menor que las capacidades instaladas o disponibles firmes, y que los factores de capacidad, utilización y carga sean lo más altos posible, para abatir los costos de la energía generada o disponible y con ello aumentar las utilidades de las empresas. (Véanse los cuadros 1, 2 y 3, así como el gráfico I.)

El tercer método se lleva a cabo con estudios minuciosos de desarrollo económico y social de una región en que exista un sistema de suministro de electricidad o que sea necesario electrificar. En estos estudios, se toma en consideración la división política más pequeña, que puede ser el municipio o la localidad, y mediante información estadística de ellos, se representan, en cartogramas, indicadores determinantes de las futuras ampliaciones de las redes de suministro de electricidad existentes o para la creación de las necesarias en nuevos sistemas.

Estos estudios deben efectuarse después del conocimiento directo de las condiciones económicas y sociales de una región, y los indicadores se concretan en índices que toman en cuenta los ritmos de crecimiento de un fenómeno económico o social en las entidades políticas más pequeñas, conforme a sus distancias de las fuentes de energía existentes o futuras.

Con el conjunto de indicadores determinantes, se

Cuadro 1

MÉXICO: DIVISIÓN NORTE, DENSIDADES DEMOGRÁFICAS MUNICIPALES DE LA REGIÓN DEL SISTEMA,<sup>a</sup> 1930-70  
(Habitantes por kilómetro cuadrado)

Nº de municipios	Estados y municipios	Año					Nº de municipios	Estados y municipios	Año				
		1930	1940	1950	1960	1970			1930	1940	1950	1960	1970
	Sistema Norte . . .	2.55	3.18	4.18	5.28	6.92	40	Gran Morelos . . .	7.23	8.44	9.34	10.37	11.40
	Chihuahua . . . .	1.95	2.50	3.16	4.14	5.45	4	Guadalupe Bravos . . . .	0.64	0.63	0.94	1.15	1.36
18	Aldama . . . . .	0.99	1.24	1.57	1.86	2.15	47	Guadalupe y Calvo . . . . .	1.82	2.33	2.43	2.32	2.20
61	Allende . . . . .	3.79	5.07	5.28	5.83	6.37	35	Guasapares . . . . .	2.45	2.65	2.34	4.24	6.13
23	Aquiles Serdán . . . . .	36.88	44.37	26.73	20.11	13.49	30	Guerrero . . . . .	3.15	3.55	5.25	6.12	8.35
29	Bachiniva . . . . .	7.61	9.43	12.49	16.03	19.56	53	Hidalgo del Parral . . . . .	10.52	12.57	15.42	18.11	21.88
48	Balleza . . . . .	1.21	1.39	1.68	2.03	2.38		Huejetitán . . . . .	2.16	2.43	3.47	3.72	3.97
44	Batopilas . . . . .	2.44	2.30	3.27	3.53	3.80	51	Ignacio Zaragoza . . . . .	—	—	3.46	3.61	3.77
37	Beceyna . . . . .	2.24	2.60	3.41	4.63	5.86	11	Jiménez . . . . .	1.18	1.18	1.52	2.69	3.85
7	Buenaventura . . . . .	0.91	1.50	0.98	0.52	0.38	62	Julimes . . . . .	1.11	1.62	1.72	1.79	1.86
58	Camargo . . . . .	1.46	1.60	1.94	3.14	4.19	22	Madera . . . . .	1.39	1.63	2.30	3.90	4.16
38	Carichie . . . . .	1.84	2.31	2.30	2.61	2.93	12	Maguarichic . . . . .	—	9.18	3.84	3.17	2.50
9	Casas Grandes . . . . .	1.14	1.32	1.92	1.72	1.51	36	Manuel Benavides . . . . .	—	1.33	1.49	1.26	1.02
19	Coyano . . . . .	0.29	0.39	0.47	0.43	0.29	21	Matachic . . . . .	5.39	8.72	8.51	9.76	11.01
59	Cruz, La . . . . .	2.56	2.50	2.95	3.55	4.15	14	Meoqui . . . . .	10.52	14.02	31.87	48.74	97.11
28	Cuauhtémoc . . . . .	4.69	7.03	9.67	14.00	19.59	57	Morelos . . . . .	2.27	2.26	2.84	3.38	3.91
39	Cusihuiriáchis . . . . .	4.90	3.67	4.24	4.41	4.59	46	Naulquipa . . . . .	1.24	1.48	2.18	3.11	4.04
17	Chihuahua . . . . .	4.80	6.15	8.77	14.45	21.63	16	Noncava . . . . .	2.08	2.39	2.55	2.60	2.65
56	Delicias . . . . .	—	27.39	70.79	116.95	259.99	43	Nueva Casas Grandes . . . . .	2.28	3.12	4.97	7.61	7.88
41	Dr. Belisario Domínguez . . . . .	6.14	6.45	6.98	7.84	9.27	8	Ocampo . . . . .	1.77	2.21	2.00	1.63	1.25
10	Galeana . . . . .	0.79	1.08	1.00	1.40	1.79	31	Ojinaga . . . . .	1.08	1.11	1.48	1.81	2.14
26	General Trías . . . . .	4.06	5.35	5.77	9.00	12.23	20						
15	Gómez Farías . . . . .	—	—	—	8.04	8.83							

(Continúa)

Cuadro 1 (Continuación)

MEXICO: DIVISION NORTE, DENSIDADES DEMOGRAFICAS MUNICIPALES DE LA REGION DEL SISTEMA,<sup>a</sup> 1930-70  
(Habitantes por kilómetro cuadrado)

Nº de municipios	Estados y municipios	Año					Nº de municipios	Estados y municipios	Año					
		1930	1940	1950	1960	1970			1930	1940	1950	1960	1970	
27	Riva Palacio . .	1.51	1.79	3.12	4.26	5.40	26	General Simón						
24	Rosales . . . .	1.51	1.75	2.61	3.30	3.99		Bolívar . . . .	1.39	1.71	1.83	2.09	2.35	
50	Rosario . . . .	3.15	3.33	3.29	3.09	2.90	7	Gómez Palacio .	44.10	49.78	80.11	97.00	142.00	
42	San Francisco de Borja . . . .	2.94	3.58	3.64	4.26	4.88	30	Guadalupe Victoria . . . .	—	21.16	24.82	30.07	35.32	
60	San Francisco de Conchos . . .	4.15	4.58	5.03	8.28	11.53	1	Guanacavi . . . .	1.05	1.62	1.39	1.72	2.04	
52	San Francisco del Oro . . . .	13.77	25.69	27.12	25.47	23.81	4	Hidalgo . . . .	0.44	0.65	0.76	0.61	0.47	
66	Santa Bárbara .	26.86	43.82	39.68	40.00	43.20	12	Indé . . . . .	1.87	4.58	3.53	3.53	3.53	
25	Satevó . . . . .	1.76	2.25	2.30	2.21	2.11	8	Lerdo . . . . .	6.13	6.84	9.67	13.28	18.60	
55	Saucillo . . . .	2.21	3.87	4.53	6.42	8.01	5	Mapini . . . . .	2.47	1.32	1.84	2.49	3.14	
13	Tomésachic . .	1.97	2.34	3.54	2.21	1.39	24	Nasas . . . . .	2.69	2.91	3.69	4.31	4.93	
49	Tulo, El . . . .	7.08	6.56	6.45	7.46	8.48	36	Nombre de Dios	5.14	6.50	8.00	8.43	8.85	
45	Urique . . . . .	1.94	1.92	1.94	2.58	3.20	3	Ocampo . . . . .	2.67	3.79	5.36	4.95	4.54	
6	Villa Ahumada .	0.28	0.25	0.35	0.51	0.68	13	Oro, El . . . . .	2.87	3.26	4.48	4.72	4.95	
64	Villa Coronado .	0.89	0.98	1.00	1.04	1.07	19	Otáes . . . . .	6.77	7.03	7.13	7.27	7.40	
63	Villa López . .	1.34	1.76	1.68	2.29	2.89	31	Pánuco de Co-						
65	Villa Matamoros	2.61	3.92	4.05	3.69	3.33		ronado . . . . .	5.97	8.90	9.93	14.86	19.78	
54	Zaragoza . . . .	1.55	1.86	1.91	2.09	2.17	29	Peñón Blanco . .	10.41	4.54	5.06	5.41	5.76	
							38	Poanas . . . . .	3.94	5.66	7.27	8.45	9.63	
							11	Rodeo . . . . .	4.23	4.46	5.38	6.89	8.39	
							2	San Bernardo . .	1.93	2.24	3.02	3.39	3.77	
	Coahuila . . . .	2.74	3.46	4.94	6.27	9.04	20	San Dimas . . . .	1.95	2.62	3.05	4.33	5.60	
28	Castaños . . . .	1.87	2.22	3.00	3.18	3.35	27	San Juan de Guadalupe . . . .	2.74	2.75	3.19	3.17	3.15	
11	Cuatrociénegas .	0.88	0.76	1.06	1.11	1.16	23	San Juan del Río	6.72	6.80	8.27	9.29	10.30	
35	Francisco I. Madero . . . . .	—	3.57	5.12	6.15	8.12	10	San Luis del Cordero . . . . .	2.01	2.89	3.84	4.53	5.82	
32	General Cepeda .	3.76	4.11	4.51	4.08	3.65	9	San Pedro del Gallo . . . . .	1.13	1.71	2.24	2.08	1.91	
13	Lamadrid . . . .	3.67	5.42	5.42	4.53	3.65	28	Santa Clara . . .	3.25	4.01	5.84	6.39	6.93	
36	Matamoros . . .	31.54	44.35	58.51	72.58	93.77	18	Santiago Papasquiari . . . . .	3.03	3.61	3.82	4.36	4.73	
26	Monclova . . . .	3.29	3.54	8.10	16.62	36.40	14	Topehuanos . . .	1.82	1.84	2.45	2.51	2.57	
14	Nadadores . . .	4.78	7.05	5.78	5.12	4.47	6	Tlahualilo de Zaragoza . . . . .	—	3.04	3.77	4.60	5.43	
9	Ocampo . . . . .	0.17	0.20	0.29	0.32	0.35	15	Topia . . . . .	3.04	3.82	3.52	4.42	5.32	
33	Parras . . . . .	2.21	2.92	3.50	3.99	4.30	37	Vicente Guerrero	—	—	—	32.68	—	
12	Sacramento . . .	9.53	14.50	10.98	8.33	5.69		Zacatecas . . . . .	3.34	4.15	4.96	5.72	6.90	
34	San Pedro . . . .	3.70	3.88	5.19	5.87	7.42	5	Juan Aldana . . .	10.28	14.07	17.95	20.17	22.39	
10	Sierra Mojada .	0.81	0.65	0.69	0.97	0.64	13	Mazapil . . . . .	1.42	1.64	1.90	2.20	2.54	
38	Torreón . . . . .	47.50	55.65	93.36	129.39	203.66	1	Melchor Ocampo	1.42	2.84	3.05	2.86	2.68	
37	Viesca . . . . .	2.32	3.11	3.12	3.53	3.93	6	Miguel Auza . . .	7.58	8.98	12.98	15.38	17.77	
25	Villa Frontera .	21.42	24.76	36.83	53.07	68.96	4	Nieves . . . . .	2.45	3.05	3.45	3.36	3.25	
							7	Río Grande . . .	50.61	56.63	72.79	79.72	97.23	
	Durango . . . . .	3.43	4.14	5.48	6.73	8.44	10	Saín Alto . . . . .	5.23	6.78	8.62	10.19	11.76	
21	Canatlán . . . .	4.68	5.89	8.23	9.41	12.30	11	Sombrereto . . .	5.35	6.88	7.47	9.86	11.42	
17	Canelas . . . . .	4.97	5.02	5.14	5.27	5.40	8	Villa de Cos . . .	3.00	4.12	5.14	5.72	6.30	
22	Coneto de Comonfort . . . . .	—	1.89	2.66	2.60	2.54								
25	Cuencamé . . . .	4.34	5.41	7.65	8.09	10.38								
32	Durango . . . . .	4.80	5.30	8.41	11.45	17.25								

FUENTE: Industrias eléctricas NAFINSA.

<sup>a</sup> Las densidades demográficas de 1970 fueron estimadas con las poblaciones municipales calculadas para ese año y las superficies correspondientes a cada municipio.

Se entiende por densidad demográfica la relación existente entre la población de un municipio, región, entidad federativa o país y la superficie correspondiente a la unidad territorial de que se trate; con dicha combinación se obtiene un coeficiente, que indica el número promedio de habitantes por kilómetro cuadrado.

En el año de 1960, la densidad demográfica media para toda la región del Sistema Norte fue de 5.27 habitantes por kilómetro cuadrado, siendo menos altas que esta cifra, las densidades de las porciones estatales de Durango con 6.73, Coahuila con 6.27 y Zacatecas con 6.71. La zona estatal de Chihuahua es la de menor proporción por unidad superficial pues para el mismo año presenta sólo una concentración demográfica media de 4.14 habitantes por kilómetro cuadrado.

Analizando este mismo aspecto demográfico en su forma dinámica, se aprecia que en los últimos treinta años o sea de 1930 a 1960, la densidad demográfica se ha incrementado más en la zona coahuilense, ya que la concentración del segundo año citado respecto a la del primero representa 2.29 veces; sigue en importancia de crecimiento Chihuahua con 2.12; a continuación con 1.90 la porción duranguense y por último, con sólo 1.76, la zona zacatecana. Todo lo anterior determina para toda la región del Sistema Norte que la población durante todo el período se haya poco más que duplicado en 30 años, pues la de 1960 representa 2.07 veces la correspondiente al año de 1930.

En el año de 1960 se significan por su alta densidad demográfica, superior a cincuenta moradores por kilómetro cuadrado, el municipio de Delicias en Chihuahua, los de Matamoros y Torreón en Coahuila; el de Gómez Palacio, en Durango y el de Río Grande en el Estado de Zacatecas. Los aumentos en estos municipios durante los 30 años últimos, fueron de 130.12 por ciento para Matamoros; 172.40 por ciento para Torreón; 119.93 por ciento para Gómez Palacio y de 57.52 por ciento para el municipio de Río Grande en Zacatecas. Por lo que se refiere a Delicias, esta municipalidad fue creada posteriormente a 1930 y el crecimiento demográfico de 1960 respecto al año de 1940 asciende al 42.70 por ciento.

Los municipios que en el año de 1960 presentan la más baja densidad demográfica con valores inferiores al 1.00 habitantes por kilómetro cuadrado son los de Buenaventura, Coyomo, Villa Ahumada de la parte chihuahuense; Ocampo y Sierra Mojada de la porción coahuilense; y el de Hidalgo en la zona correspondiente al estado de Durango.

## MÉXICO: DIVISIÓN NORTE, PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Nº del municipio	Estados y municipios	Totales		Adobe		Embarro	
		1939	1950	1939	1950	1939	1950
		2	3	4	5	6	7
	<b>Sistema Norte</b>	274 340	349 328	222 922	300 609	5 971	3 289
	<b>Chihuahua</b>	109 225	134 077	83 334	111 019	2 585	1 356
18	Aldana	1 764	2 183	1 665	2 118	61	6
61	Allende	1 825	1 939	1 731	1 858	12	—
23	Aguiles Serdán	2 313	1 401	1 551	1 080	33	10
29	Bachíniva	779	1 060	769	1 001	1	—
48	Ballesa	1 942	1 941	1 140	952	18	22
44	Batopilas	3 846	4 456	1 144	1 104	166	234
37	Bocoyna	1 911	2 109	334	833	4	10
7	Buenaventura	2 906	1 817	2 446	1 781	9	2
58	Camargo	2 819	3 647	2 739	3 554	3	10
38	Carichic	1 552	1 483	592	728	26	3
9	Casas Grandes	1 468	2 116	1 034	1 182	18	9
19	Coyano	885	792	590	741	192	9
59	Cruz, La	567	597	536	586	14	—
28	Cuahtémoc	6 533	5 718	5 369	5 497	19	58
39	Cusihuiríachic	1 631	1 674	1 572	1 646	3	1
17	Chihuahua	13 115	22 483	11 900	20 698	58	144
56	Delicias	1 914	6 102	1 875	5 896	18	17
41	Dr. Belisario Domínguez	1 194	1 151	1 184	1 133	1	—
10	Galeaña	434	353	387	291	3	—
26	General Trias	1 106	943	1 083	938	—	—
15	Gómez Farías	—	—	—	—	—	—
40	Gran Morelos	1 224	1 210	1 217	1 127	2	—
4	Guadalupe Bravos	1 133	1 488	774	1 334	104	43
47	Guadalupe y Calvo	5 241	4 418	1 494	1 766	409	56
35	Guaşapares	1 219	851	352	401	75	33
30	Guerrero	3 568	4 977	2 824	4 002	50	9
53	Hidalgo del Parral	5 371	7 476	5 242	7 112	1	25
51	Huejotitán	271	415	249	389	—	—
11	Ignacio Zaragoza	—	1 548	—	1 272	—	6
62	Jiménez	2 337	2 761	2 068	2 463	28	66
22	Julimés	764	930	722	867	2	2
12	Madera	2 439	2 776	697	874	8	7
36	Maguarichic	1 001	377	567	346	27	—
21	Manuel Benavides	784	1 014	435	828	6	1
14	Matachic	470	543	435	461	1	5
57	Meoqui	1 305	3 140	1 279	3 028	12	21
46	Morelos	721	667	309	281	98	2
16	Namiquipa	1 864	2 638	1 761	2 494	25	1
43	Noncava	838	741	628	561	41	1
8	Nueva Casas Grandes	1 297	2 214	1 166	1 997	7	1
31	Ocampo	1 302	1 135	374	367	23	69
20	Ojinaga	2 348	3 168	1 871	2 974	177	20
27	Riva Palacio	514	1 119	500	1 051	—	21
24	Rosales	930	1 322	843	1 250	47	9
50	Rosario	872	896	827	876	—	—
42	San Francisco de Borja	845	767	729	703	12	2
60	San Francisco de Conchos	618	583	603	544	—	2
52	San Francisco del Oro	2 674	2 803	2 582	2 734	10	16
66	Santa Bárbara	3 365	3 881	3 081	3 748	99	19
25	Satevó	1 400	1 223	1 318	1 177	23	18
55	Saucillo	2 603	3 466	2 434	3 128	41	48
13	Tomésachic	2 402	2 619	1 249	1 831	113	8
49	Tulo, El	555	568	531	561	—	—
45	Urique	2 150	1 666	414	392	467	304
6	Villa Ahumada	892	1 341	765	1 246	7	—
64	Villa Coronado	534	467	520	464	5	1
63	Villa López	800	727	758	598	2	—
65	Villa Matamoros	1 072	1 076	1 065	1 063	—	1
54	Zaragoza	1 093	1 098	1 010	1 089	4	4

DE LA VIVIENDA EN LA REGIÓN DEL SISTEMA, 1939 Y 1950<sup>a</sup>

## Viviendas construidas con:

Varas		Tabiques		Madera		Mampostería		Otros materiales	
1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
7 796	319	3 373	12 297	21 233	17 625	6 653	2 499	6 992	12 694
1 878	168	861	3 166	13 878	11 869	3 378	903	3 311	5 996
15	—	1	8	15	7	3	6	4	38
15	—	1	1	52	13	7	12	7	55
3	—	4	12	86	17	568	53	68	229
—	—	—	1	1	5	3	2	5	51
23	—	10	15	351	552	25	135	375	289
23	—	9	480	1 455	1 873	98	226	991	929
—	3	2	2	1 192	1 139	354	4	25	119
14	—	1	6	322	20	65	—	49	8
28	—	6	40	10	23	6	1	27	19
19	—	—	1	538	271	171	4	206	476
3	—	66	90	323	785	11	6	13	44
54	—	1	—	19	15	16	7	13	20
1	—	1	2	2	6	10	—	3	3
8	—	4	39	1 049	74	81	—	3	50
7	—	4	3	23	7	22	4	—	13
6	—	433	1 027	107	164	468	88	143	362
—	—	1	103	16	35	2	9	2	46
—	—	—	11	1	—	6	6	2	1
23	—	3	57	12	1	—	—	6	4
—	—	2	—	—	—	20	1	1	4
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5	—	—	17	—	—	—	—	—	66
70	—	3	8	170	45	1	4	11	54
328	26	98	195	2 761	2 139	102	8	49	228
482	105	—	30	282	112	13	3	15	167
3	—	5	53	529	726	41	—	116	187
—	—	21	186	14	25	61	67	32	61
—	—	—	—	1	—	21	4	—	22
—	—	—	10	—	213	—	3	—	44
55	—	18	60	124	31	10	24	34	117
6	—	—	—	1	13	29	—	4	48
79	1	27	234	1 561	1 473	47	32	20	199
4	—	6	5	210	14	165	3	22	9
26	1	—	5	21	36	50	22	246	131
—	—	—	2	9	1	14	—	11	74
3	29	2	7	8	2	1	53	—	—
8	—	1	6	258	316	32	1	15	61
9	—	1	5	58	124	8	1	2	13
1	—	—	17	6	7	133	1	29	194
28	—	75	78	23	44	3	18	—	76
26	—	6	27	462	539	292	24	19	109
182	3	—	17	31	47	6	7	81	100
—	—	—	4	13	13	1	5	—	29
13	—	—	8	5	10	18	24	4	21
22	—	—	—	8	—	13	1	2	19
2	—	—	1	4	12	—	—	98	49
5	—	1	1	1	—	4	—	4	36
3	—	—	24	60	15	8	—	11	14
—	—	8	54	114	11	21	7	42	42
13	—	—	2	1	2	39	4	6	20
17	—	2	32	48	142	34	1	27	115
11	—	24	4	794	627	—	7	211	142
—	—	1	1	17	—	5	—	1	6
188	—	7	6	613	96	194	1	267	867
2	—	5	49	70	33	42	2	1	11
5	—	1	—	—	—	—	—	3	2
3	—	—	110	—	1	23	16	3	2
—	—	—	1	7	3	—	—	—	8
37	—	—	—	9	—	11	—	22	5

(Continúa)

## MÉXICO: DIVISIÓN NORTE, PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

Nº del municipio	Estados y municipios	Totales		Adobe		Embarro	
		1939	1950	1939	1950	1939	1950
		2	3	4	5	6	7
	<i>Coahuila</i> . . . . .	54 273	79 810	44 343	68 708	1 332	964
28	Castaños . . . . .	1 160	1 661	554	1 077	—	13
11	Cuatrociénegas . . . . .	1 504	1 700	992	1 204	3	72
35	Francisco I. Madero . . . . .	3 797	5 798	3 109	5 499	71	33
32	General Cepeda . . . . .	2 750	2 867	2 430	2 630	38	59
13	Lamadrid . . . . .	367	385	349	383	6	—
36	Matamoros . . . . .	5 349	7 496	4 676	7 072	70	38
26	Monclova . . . . .	2 450	4 423	2 182	4 020	16	21
14	Nadadores . . . . .	926	710	673	603	68	2
9	Ocampo . . . . .	1 052	1 259	553	935	54	168
33	Parras . . . . .	4 929	6 233	4 045	5 577	161	105
12	Sacramento . . . . .	335	279	334	276	—	1
34	San Pedro . . . . .	9 012	12 434	7 901	11 596	408	103
10	Sierra Mojada . . . . .	964	785	803	660	2	24
38	Torreón . . . . .	16 062	28 966	12 944	22 917	339	246
37	Viesca . . . . .	2 200	2 542	1 574	2 256	77	62
25	Villa Frontera . . . . .	1 416	2 272	1 224	2 003	19	17
	<i>Durango</i> . . . . .	89 687	109 459	77 211	98 206	1 614	689
21	Canatlán . . . . .	5 860	8 012	5 490	7 776	105	3
17	Canelas . . . . .	940	778	554	511	3	14
22	Coneto de Comonfort . . . . .	756	658	304	571	89	—
25	Cuencamé . . . . .	3 793	4 932	3 576	4 784	67	31
32	Durango . . . . .	13 119	18 636	11 221	15 872	54	71
26	General Simón Bolívar . . . . .	908	1 248	747	1 049	19	33
7	Gómez Palacio . . . . .	10 817	16 883	9 594	15 018	338	153
30	Guadalupe Victoria . . . . .	2 917	3 535	2 887	3 456	2	2
1	Guanacovi . . . . .	1 856	1 567	1 342	1 071	28	2
4	Hidalgo . . . . .	468	540	411	494	7	1
12	Indé . . . . .	2 772	1 676	2 338	1 516	55	5
8	Lerdo . . . . .	4 034	5 484	3 543	5 081	28	28
5	Mapimí . . . . .	2 456	2 797	1 947	2 537	12	78
24	Nasas . . . . .	1 537	1 929	1 368	1 782	67	27
36	Nombre de Dios . . . . .	3 148	2 938	2 937	2 822	2	—
3	Ocampo . . . . .	1 840	2 419	1 522	2 248	33	13
13	Oro, El . . . . .	2 597	3 322	2 313	3 090	21	26
19	Otaes . . . . .	1 038	997	959	895	5	1
31	Pánuco de Coronado . . . . .	1 846	2 111	1 691	2 086	—	1
29	Peñón Blanco . . . . .	1 452	1 551	1 357	1 431	60	36
38	Peanas . . . . .	2 105	2 805	2 000	2 753	2	2
11	Rodeo . . . . .	1 672	1 941	1 462	1 848	27	19
2	San Bernardo . . . . .	1 091	1 305	973	1 162	38	32
20	San Dimas . . . . .	2 788	2 739	1 122	1 556	92	5
27	San Juan de Guadalupe . . . . .	1 406	1 738	1 169	1 327	31	41
23	San Juan del Río . . . . .	2 004	2 184	1 912	2 121	41	1
10	San Luis del Cordero . . . . .	550	626	513	601	12	2
9	San Pedro del Gallo . . . . .	582	761	514	742	12	—
28	Santa Clara . . . . .	750	812	673	774	28	1
18	Santiago Papasquiaro . . . . .	5 808	5 427	4 912	4 892	44	33
14	Tepehuanes . . . . .	3 396	3 156	2 828	2 671	287	3
6	Tlahualilo de Zaragoza . . . . .	2 205	2 873	2 112	2 750	—	19
15	Topia . . . . .	1 176	1 079	920	919	5	1
37	Vicente Guerrero . . . . .	—	—	—	—	—	—

## 2 (Continuación)

DE LA VIVIENDA EN LA REGIÓN DEL SISTEMA, 1939 Y 1950 <sup>a</sup>

Viviendas construidas con:									
Varas		Tabiques		Madera		Mampostería		Otros materiales	
1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
3 673	102	1 890	5 602	1 200	972	640	307	1 195	3 155
296	—	2	2	15	56	62	12	231	501
363	—	3	11	112	78	28	88	3	247
446	—	62	154	32	18	1	2	76	98
69	—	2	4	44	65	34	7	133	102
6	—	—	—	1	—	1	—	4	2
431	34	48	64	107	49	6	5	11	234
152	1	—	128	35	72	63	18	2	163
178	—	—	—	2	2	5	—	—	103
281	2	1	8	63	23	13	—	87	123
325	1	1	57	113	118	42	6	242	369
1	—	—	—	—	—	—	1	—	1
309	45	67	292	256	56	52	32	19	310
82	—	—	5	38	9	12	4	27	83
368	15	1 675	4 761	248	313	268	112	222	602
337	4	4	38	85	63	8	12	115	107
29	—	25	78	51	50	45	8	23	116
1 712	34	582	2 989	5 831	4 650	1 438	719	1 299	2 172
7	—	15	36	189	163	38	8	16	21
77	5	—	17	304	221	1	1	1	9
4	—	2	14	234	39	24	4	99	30
26	1	2	29	77	43	12	9	33	35
8	2	19	702	1 190	1 435	409	352	218	202
79	—	—	54	63	24	—	3	—	85
334	14	283	1 386	109	68	62	43	97	201
—	—	5	39	7	14	5	4	11	20
4	1	9	—	316	396	62	1	95	96
1	—	7	17	34	—	8	11	—	17
117	—	4	10	107	22	23	85	128	38
166	1	138	198	80	43	55	29	24	104
147	1	11	54	191	45	61	15	87	67
95	2	1	2	—	5	4	3	2	108
121	—	—	8	4	—	18	4	66	104
8	—	1	23	216	37	16	4	44	94
—	—	—	96	186	4	77	21	—	85
—	—	—	6	17	62	55	9	2	24
5	—	8	9	67	1	44	1	31	13
24	—	—	5	6	14	5	3	—	62
2	—	1	21	63	—	30	14	7	15
44	—	2	9	15	3	91	5	31	57
40	—	—	9	17	22	2	3	21	77
87	1	45	85	1 296	965	98	26	48	101
72	—	3	33	18	24	14	31	99	282
2	3	—	4	2	3	—	4	47	48
21	—	—	—	—	6	4	1	—	16
50	—	—	1	6	4	—	1	—	13
48	—	—	16	—	—	—	—	1	21
35	1	9	41	685	415	102	7	21	38
—	—	2	13	121	436	112	12	46	21
13	2	10	20	60	28	4	3	6	51
75	—	5	32	151	108	2	2	18	17
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

(Continúa)

Nº del municipio	Estados y municipios	Totales					
				Adobe		Embarro	
		1939	1950	1939	1950	1939	1950
0	1	2	3	4	5	6	7
	Zacatecas. . . . .	21 155	25 982	18 034	22 676	440	280
5	Juan Aldana . . . . .	1 424	1 754	1 407	1 740	—	—
3	Masapil . . . . .	2 995	4 560	1 600	3 027	220	35
1	Melchor Ocampo . . . . .	632	630	308	314	13	3
6	Miguel AUSA . . . . .	1 013	1 578	1 010	1 518	—	2
4	Nieves . . . . .	2 553	2 938	2 132	2 870	102	26
10	Saín Alto. . . . .	1 581	1 957	1 569	1 732	7	8
11	Sombrereto . . . . .	5 779	5 439	5 237	5 135	18	64
8	Villa de Cos . . . . .	1 644	2 415	1 296	1 915	78	10
7	Río Grande. . . . .	3 534	4 711	3 475	4 425	2	132

FUENTE: Industrias Eléctricas NAFINSA.

a Informaciones del Censo de Edificios de 1939 y del Censo General de Población de 1950, que serán adicionadas en su oportunidad con datos de 1960. En el caso y mampostería en las viviendas construidas con muros de otros materiales.

No obstante que las cifras correspondientes al año 1939 se refieren a edificios y las de 1950 a viviendas o casas habitación, los datos entre sí pueden considerarse como de la Región que se estudia y de acuerdo con lo anterior, las cifras municipales en lo general, pueden considerarse comparables excluyéndose en parte, las

Hechas las aclaraciones anteriores, se observa en primer término, que para toda la Región de la División Norte, en orden decreciente de importancia, por respondiendo en ese mismo año el 7.77 por ciento a casas de madera, el 2.84 por ciento a viviendas de varas, el 2.42 por ciento a construcciones de mampostería,

Para fines de electrificación en 1950 las proporciones en relación al total de casas con muros de embarro, varas y madera se abatieron considerablemente, y a muros de otros materiales. Por diversas causas, posiblemente por preferencias o dificultades para la adquisición de materiales, la significación de moradas con

Los incrementos operados en toda la Región en el número de viviendas habitadas, además del ritmo de crecimiento de la población y de la densidad de la vicios residenciales.

Las proporciones estatales de 1939 y sus variaciones a 1950 presentan alteraciones, positivas y negativas y casi con los mismos porcentajes dentro de cada porción punto de vista, para 1939 el 39.82 por ciento de las casas se encontraban localizadas en la zona de Chihuahua; el 32.69 por ciento en la duranguense; el 19.78 por

proporción de cada entidad respecto al total varía, el lugar de importancia de cada fracción estatal fue la misma o sea en primer lugar Chihuahua, en segundo En ese mismo período de 1939 a 1950 el mayor crecimiento en el número de unidades habitadas correspondió a la porción de Coahuila con un crecimiento de mismo con menor crecimiento de casas habitación y con sólo 22.05 por ciento, la parte correspondiente al estado de Durango.

hace posteriormente una comparación, agrupándolos según las distancias de los municipios o localidades a las fuentes de electricidad existentes. Así, se concretarán aquellos territorios municipales o localidades que, por su mayor ritmo de crecimiento demográfico, económico y social, deben ser electrificados en primer lugar, ya sea mediante ampliaciones —en el caso de que existan redes de un sistema— o con la creación de nuevos sistemas.

### 3. Electrificación del sistema de la División Norte

El estudio realizado para intensificar la electrificación de la División Norte consistió en la formulación de un conjunto de cartogramas indicadores del desarrollo económico y social de la región, cuya área se limitó, conforme a las teorías modernas para la transmisión de energía eléctrica, a 200 kilómetros más allá en todas direcciones de las terminales de las líneas más largas de transmisión y distribución existentes en el sistema interconectado. Los cartogramas incluyen, para la formulación de los indicadores, una zona dentro de la región que se estima será la que se electrifique totalmente a corto plazo —atendiendo a determinados tipos de servicios— pues los indicadores generales de la región

mostrarán en listas jerarquizadas las localidades o territorios municipales a los que se llevarán posteriormente servicios eléctricos urbanos, rurales e industriales. La zona mencionada se limitó con los linderos municipales de aquellos cuyas cabeceras están a 100 kilómetros de las fuentes de energía del sistema. (Véanse los gráficos II y III.)

Los indicadores seleccionados para las localidades o municipios, según el caso, fueron los siguientes: para los fenómenos demográficos, ubicación de localidades con más de 1 000 habitantes según el censo de 1960, con sus ritmos de crecimiento de la población municipal; para las características culturales y económicas de la población, crecimientos relativos de uso de calzado, alimentación, viviendas, población económicamente activa y fuerza de trabajo; para la producción agropecuaria, las producciones de maíz, frijol, trigo, algodón, papa, así como la ganadera y forestal.

Para determinar el posible crecimiento de la industria en la zona y en la región se formularon cartogramas indicadores de las clases industriales de más significación, poniendo especial cuidado en las que, por contar con recursos naturales cercanos, serán las que impulsarán el desarrollo económico y social de este territorio de México. Destacan entre estas clases indus-



2 (Continuación)

DE LA VIVIENDA EN LA REGIÓN DEL SISTEMA, 1939 Y 1950 a

Viviendas construidas con:									
Varas		Tabiques		Madera		Mampostería		Otros materiales	
1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950	1939	1950
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
533	15	40	540	324	134	1 197	566	587	1 771
—	—	—	6	—	2	11	—	6	6
164	1	12	79	127	62	518	374	354	982
111	—	1	5	30	12	25	7	144	289
1	—	—	4	—	—	1	—	1	54
128	—	13	11	19	4	117	6	42	21
—	—	—	173	—	4	3	7	2	33
107	1	12	147	120	5	262	39	23	48
22	13	—	36	8	30	232	99	8	312
—	—	2	79	20	15	28	34	7	26

grama correspondiente y por limitación de espacio sólo figuran representaciones de viviendas con muros de adobe, tabique y madera, incluyendo las de embarro, varas comparables especialmente en el medio rural en el que, como se sabe, el concepto edificio para habitación es exactamente igual al relativo a vivienda. Tratándose de Chihuahua, Delicias, Parral, Francisco I. Madero, Parras, San Pedro, Torreón, Durango y Gómez Palacio. número de viviendas, se presentan aquellas con muros construidos de adobe, que en 1939 representaron el 81.25 por ciento del total regional de casas habitación; en el 2.17 por ciento a unidades con muros de embarro, el 1.22 por ciento a construcciones de tabique y el 2.33 por ciento restante a casas fincadas con otros materiales. aumentaron en 34.85 por ciento las construcciones de adobe; en 264.57 por ciento cifra ésta la más elevada, las de tabique; y en 98.59 por ciento las correspondientes paredes de mampostería también desciende durante el mismo periodo en 68.41 por ciento. población municipal, es también un indicador importante de las demandas reales actuales de energía eléctrica y a la vez de las posibles necesidades futuras de ser estatal componente de la Región, por lo cual únicamente se hará referencia al número global de viviendas en cada estado respecto al total de la Región. Bajo este ciento en la de Coahuila y el resto o sea el 7.71 por ciento estaba ubicado en la zona de Zacatecas. Once años después o sea en 1950, aunque numéricamente la Durango, en tercero Coahuila y en último Zacatecas. 47.09 por ciento, colocándose a continuación con 22.82 por ciento y 22.75 por ciento las zonas de Zacatecas y Chihuahua respectivamente, y en último lugar y por lo

triales la minería, las elaboradoras de productos forestales y ganaderos, y algunas necesarias como la del cemento y de la construcción. También se formaron indicadores gráficos para el comercio y algunas industrias de servicios.

Con los indicadores seleccionados y mediante su comparación sistemática para la zona y la región, se estableció el orden de preferencia para la electrificación a largo plazo de las localidades y municipios aún sin servicios eléctricos, a los que se llevará la electricidad, con arreglo a la economía de la transmisión de energía eléctrica y los tipos de servicios que mejor se adapten a la clase de usuarios existentes y a la necesidad de mejorar los factores de capacidad.

Como complemento de este estudio y para ayudar en la solución de los problemas derivados de la necesidad de incrementar la potencia eléctrica en la División Norte, se formaron cartogramas con aclaraciones y comentarios de los recursos naturales de la región, principalmente de los energéticos, de tierras de labor, riego y susceptibles de cultivo, forestales, y con pastos y recursos mineros.

Los resultados de esta planeación en una de las empresas eléctricas recién adquiridas por el gobierno de

México, serán aprovechados no sólo para aumentar racionalmente su potencia instalada, sino también en los estudios para crear la empresa única que suministre servicios eléctricos públicos a toda la población del país.

Además, una electrificación planificada en los países latinoamericanos debe considerar tanto las posibles metodologías para la planificación de aumentos de capacidad como los estudios tecnológicos de los programas que deben seguirse en la ejecución de las obras de las plantas hidro y termoeléctricas, así como de las redes de transmisión y distribución necesarias para llevar la electricidad a los habitantes que aún carezcan de ella.

El mejoramiento de las condiciones culturales, económicas y sociales de la población originado por la electrificación planificada en estos países poco desarrollados es, en último análisis, lo que debe preocupar a las oficinas encargadas de su ejecución. De lo contrario, la explotación de la venta de electricidad con el solo fin de obtener elevados rendimientos, traerá el empobrecimiento de las mayorías y el lento crecimiento de esta industria, a causa del bajo poder de compra de bienes de consumo y de uso de servicios de las clases latinoamericanas de escasos ingresos.

MÉXICO: ESTIMACIÓN DE LAS POTENCIAS INSTALADAS O NECESARIAS EN EL DISTRITO DE AGUASCA  
RESOLUCIÓN TEÓRICA CON AUMENTOS

Año	Ventas de energía <sup>c</sup> (miles de kWh)		Energías generadas o disponibles brutas <sup>d</sup> (miles de kWh)		Demandas máximas brutas <sup>e</sup> (kW)		
	Números reales	Crecimien- to exponen- cial al 12.00 por ciento anual	Números reales	Números reales y calculados	Números reales	Crecimien- to exponen- cial al 11.50 por ciento anual	Potencias medias reales y calculadas <sup>f</sup> (kW)
	<i>Plan</i>						
1956 . . . . .	20 279 R	19 252.9 T	28 466 R	28 466 R	6 390 R	6 103.80 T	6 390 R
1957 . . . . .	21 952 R	21 565.2 T	31 768 R	31 768 R	6 825 R	6 805.05 T	6 825 R
1958 . . . . .	21 682 R	24 155.1 T	31 512 R	31 512 R	7 050 R	7 586.86 T	7 050 R
1959 . . . . .	25 854 R	27 056.2 T	34 904 R	34 904 R	8 100 R	8 458.49 T	8 100 R
1960 . . . . .	32 938 R	30 305.6 T	44 428 R	44 428 R	10 100 R	9 430.26 T	10 100 R
1961 . . . . .		33 945.3 T		45 872 C		10 513.67 T	10 700 E
1962 . . . . .		38 022.2 T		51 381 C		11 721.56 T	11 400 E
1963 . . . . .		42 588.6 T		57 552 C		13 068.21 T	12 250 E
1964 . . . . .		47 703.5 T		64 464 C		14 569.58 T	12 750 E
1965 . . . . .		53 432.7 T		72 206 C		16 243.44 T	13 350 E
1966 . . . . .		59 849.9 T		80 878 C		18 109.60 T	13 650 E
1967 . . . . .		67 037.9 T		90 592 C		20 190.16 T	14 850 E
1968 . . . . .		75 089.2 T		101 472 C		22 509.74 T	15 550 E
1969 . . . . .		84 107.4 T		113 659 C		25 095.82 T	16 500 E
1970 . . . . .		94 208.7 T		127 309 C		27 979.00 T	17 350 E
	<i>Plan</i>						
1956 . . . . .	20 279 R	19 252.9 T	28 466 R	28 466 R	6 390 R	6 103.80 T	6 390 R
1957 . . . . .	21 952 R	21 565.2 T	31 768 R	31 768 R	6 825 R	6 805.05 T	6 825 R
1958 . . . . .	21 682 R	24 155.1 T	31 512 R	31 512 R	7 050 R	7 586.86 T	7 050 R
1959 . . . . .	25 854 R	27 056.2 T	34 904 R	34 904 R	8 100 R	8 458.49 T	8 100 R
1960 . . . . .	32 938 R	30 305.6 T	44 428 R	44 428 R	10 100 R	9 430.26 T	10 100 R
1961 . . . . .		33 945.3 T		45 668 C		10 513.67 T	10 700 E
1962 . . . . .		38 022.2 T		51 030 C		11 721.56 T	11 400 E
1963 . . . . .		42 588.6 T		57 013 C		13 068.21 T	12 250 E
1964 . . . . .		47 703.5 T		63 707 C		14 569.58 T	12 750 E
1965 . . . . .		53 432.7 T		71 177 C		16 243.44 T	13 350 E
1966 . . . . .		59 849.9 T		79 524 C		18 109.60 T	13 650 E
1967 . . . . .		67 037.9 T		88 863 C		20 190.16 T	14 850 E
1968 . . . . .		75 089.2 T		99 285 C		22 509.74 T	15 550 E
1969 . . . . .		84 107.4 T		110 945 C		25 095.82 T	16 500 E
1970 . . . . .		94 208.7 T		123 959 C		27 979.00 T	17 350 E

a Los crecimientos de ventas de energía, demandas máximas brutas y potencias instaladas o necesarias, se aceptó que son los fenómenos más regulares y por ello dados indican que son números reales; las "T" que son calculadas con tendencias seculares; las "C" que son calculadas; y las "E" que son estimadas.

b Atendiendo las demandas máximas calculadas y el mejoramiento de los factores de capacidad y utilización.

c Los números reales fueron registrados oficialmente y el crecimiento hasta 1970 fue calculado con  $Y = 19252.9 (1.120)^x$ .

d Los números reales fueron registrados oficialmente y los estimados se obtuvieron aceptando que el factor de aprovechamiento que fue en 1956 de 71.24 después

e Los números reales de las demandas máximas fueron registrados oficialmente; el crecimiento hasta 1970 se calculó con  $Y = 6103.8 (1.115)^x$ , el crecimiento ventas preparado por el Departamento de Tarifas.

f Las potencias medias se calcularon dividiendo las energías generadas o disponibles entre el número de días del año correspondiente.

g Las potencias instaladas o necesarias son reales hasta 1960; calculadas con la ecuación  $Y = 6661.64 (1.129)^x$ ; y planeadas atendiendo la curva de demandas firmes hasta 1960 son reales y después hasta 1970 se calcularon restando de las potencias teóricas necesarias la potencia de la unidad fuente mayor, ya sea

h Los factores se calcularon como sigue: los de capacidad dividiendo las potencias medias reales y calculadas de la columna 8 entre las potencias instaladas o números de la columna 8 entre los de las columnas 5 y 6; y los de aprovechamiento se estimó que a partir de 1961 serán de 74.1 por ciento, es decir, que la 76 por ciento al hacer algunas mejoras técnicas en el sistema.

LIENTES, CON TENDENCIAS SECULARES EXPONENCIALES, CINCO AÑOS ATRÁS Y DIEZ AÑOS ADELANTE <sup>a</sup>  
 ESCALONADOS DE 5 000 KW <sup>b</sup>

Potencias medias reales y calculadas <sup>c</sup> (kW)	Potencias instaladas o necesarias en placas <sup>d</sup> (kW)			Factores <sup>b</sup> (porcientos)			
	Totales		Firmes	De capacidad	De utilización	De carga	De aprovechamiento
	Números reales y estimados	Crecimiento exponencial al 12.9 por ciento anual	(Números reales y estimados)	(Números reales y calculados)	(Números reales y calculados)	(Números reales y calculados)	(Números reales y estimados)
8	9	10	11	12	13	14	15
Nº 1-A							
3 241 R	7 080 R	6 661.64 T	2 800 R	45.78 R	90.25 R	50.72 R	71.24 R
3 626 R	6 080 R	7 520.08 T	2 800 R	59.64 R	112.25 R	53.13 R	69.10 R
3 597 R	10 080 R	8 489.13 T	5 080 R	35.68 R	69.94 R	51.02 R	68.80 R
3 984 R	10 080 R	9 583.06 T	5 080 R	39.52 R	80.36 R	49.19 R	74.07 R
5 058 R	10 080 R	10 817.96 T	5 080 R	50.18 R	100.20 R	50.08 R	74.14 R
5 237 C	12 080 R	12 211.99 T	7 080 R	43.35 C	87.03 C	49.81 C	74.00 E
5 865 C	12 080 E	13 785.66 T	7 080 E	48.55 C	97.03 C	50.04 C	74.00 E
6 570 C	22 080 E	15 562.12 T	17 080 E	29.76 C	59.19 C	50.27 C	74.00 E
7 339 C	22 080 E	17 567.49 T	17 080 E	33.24 C	65.99 C	50.37 C	74.00 E
8 243 C	22 080 E	19 831.29 T	17 080 E	37.33 C	73.57 C	50.75 C	74.00 E
9 233 C	22 080 E	22 386.80 T	17 080 E	41.82 C	82.02 C	50.98 C	74.00 E
10 342 C	27 080 E	25 271.62 T	22 080 E	38.19 C	74.56 C	51.22 C	74.00 E
11 552 C	27 080 E	28 528.18 T	22 080 E	42.66 C	83.12 C	51.32 C	74.00 E
12 975 C	32 080 E	32 204.40 T	27 080 E	40.45 C	78.23 C	51.70 C	74.00 E
14 533 C	32 080 E	36 354.34 T	27 080 E	45.30 C	87.22 C	51.94 C	74.00 E
Nº 1-B							
3 241 R	6 080 R	6 661.64 T	2 800 R	45.78 R	90.25 R	50.72 R	71.24 R
3 626 R	7 080 R	7 520.08 T	2 800 R	59.64 R	112.25 R	53.13 R	69.10 R
3 597 R	10 080 R	8 489.13 T	5 080 R	35.68 R	69.94 R	51.02 R	68.80 R
3 984 R	10 080 R	9 583.06 T	5 080 R	39.52 R	80.36 R	49.19 R	74.07 R
5 058 R	10 080 R	10 817.96 T	5 080 R	50.18 R	100.20 R	50.08 R	74.14 R
5 213 C	12 080 R	12 211.99 T	7 080 R	43.15 C	87.03 C	49.58 C	74.33 E
5 825 C	12 080 E	13 785.66 T	7 080 E	48.22 C	97.03 C	49.69 C	74.51 E
6 508 C	22 080 E	15 562.12 T	17 080 E	29.47 C	59.19 C	49.80 C	74.70 E
7 253 C	22 080 E	17 567.49 T	17 080 E	32.85 C	65.99 C	49.78 C	74.88 E
8 125 C	22 080 E	19 831.29 T	17 080 E	36.80 C	73.57 C	50.02 C	75.07 E
9 078 C	22 080 E	22 386.80 T	17 080 E	41.11 C	82.02 C	50.13 C	75.26 E
10 144 C	27 080 E	25 271.62 T	22 080 E	37.46 C	74.56 C	50.24 C	75.44 E
11 303 C	27 080 E	28 528.18 T	22 080 E	41.74 C	83.12 C	50.21 C	75.63 E
12 665 C	32 080 E	32 204.40 T	27 080 E	39.48 C	78.23 C	50.47 C	75.81 E
14 151 C	32 080 E	36 354.34 T	27 080 E	44.11 C	87.22 C	50.58 C	76.00 E

se calcularon según tendencias seculares con exponenciales, correlativamente al crecimiento de la población en el país. Las letras "R" después de las canti-

de bajar inexplicablemente a 68.80 en 1958, se recuperará y llegará a 74, permaneciendo constante cuando no se mejoró técnicamente el sistema, estimado con línea recta en papel semilogarítmico según la información directa de 5 años anteriores al de 1960, fue estimado con la información del pronóstico de

máximas calculadas hasta 1970; proponiendo aumentos escalonados de 5 000 kW como se indica en la gráfica de este plan. Las potencias instaladas o necesarias generador o transformador en su caso, necesarias de la columna 9; los de utilización dividiendo los números de las columnas 5 y 6 entre los de la columna 9; los de carga haciendo divisiones de los energía no vendida será el 25.9 por ciento de la disponible, siempre que no se mejore técnicamente el sistema; en los 10 años siguientes subirá cuando menos a

# EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA COMO FACTOR DE ESTÍMULO PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO REGIONAL DE MÉXICO

por Emilio Rodríguez Mata \*

El territorio mexicano puede considerarse dividido en regiones definidas por sistemas eléctricos, entendiéndose como tales el conjunto de plantas de generación interconectadas entre sí y ligadas a la porción de territorio de que se trate por líneas de transporte y distribución de energía.

Si se acepta una división regional de esta naturaleza, podrían definirse las seis regiones siguientes:

I. Formada por la totalidad o parte de los estados de México, Distrito Federal, Morelos, Hidalgo, Guerrero.

II. Formada por la totalidad o parte de los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala.

III. Formada por la totalidad o parte de los estados de Chihuahua, Durango.

IV. Formada por la totalidad o parte de los estados de Michoacán, Guanajuato, Querétaro.

V. Formada por el estado de Jalisco.

VI. Formada por parte del estado de Nuevo León.

La integración de los sistemas eléctricos definidos de las regiones enunciadas no se ha producido de una manera deliberada; dichos sistemas tuvieron su origen en plantas aisladas, cuyo objeto principal fue el suministro de energía eléctrica a explotaciones mineras, industrias textiles, o abastecimientos de ciudades importantes. A medida que florecían tales tipos de industrias o crecía la población de las capitales estatales o la de la Federación, era necesario buscar nuevos saltos de agua capaces de ser aprovechados económicamente para la producción de energía eléctrica, o, en su defecto, instalar plantas termoeléctricas en las proximidades de los centros de consumo. La eficaz explotación de plantas generadoras cuya energía se destine a suplir las necesidades de una sola población, o que pertenezcan a una sola empresa o a un grupo de empresas ligadas financieramente entre sí, requiere de la interconexión eléctrica. Así tuvieron su origen los sistemas interconectados del centro de la República (Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz), de Puebla-Veracruz, (Cía. Impulsora de Empresas Eléctricas), de Torreón-Laguna-Chihuahua, (Cía. Impulsora de Empresas Eléctricas).

A partir de 1938, en que comienza sus actividades la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y coincidiendo con una época en que las empresas particulares se mostraron remisas a hacer las inversiones imprescindibles para enfrentarse al crecimiento de la demanda, todos los sistemas del país fueron recibiendo, poco

a poco, energía adicional producida en plantas de aquel organismo descentralizado del estado. Durante muchos años la CFE no pudo hacer otra labor de importancia que suplir las deficiencias de generación de las plantas de propiedad privada. La misión encomendada por ley a aquel organismo es compleja; entre otras funciones, le compete fomentar el desarrollo de la electrificación total del país y establecer las bases para integrar una gran red eléctrica nacional. Por razones de varia índole, que no es del caso discutir, la CFE no ha cumplido más que una parte de sus finalidades; pero el cumplimiento de esa parte ha hecho que la nación entre en posesión de la gran mayoría de los medios de generación de energía eléctrica destinada al servicio público.

La importancia que ha tenido la CFE en la generación y venta de energía eléctrica en el país, se deduce del cuadro 1.

Cuadro 1

MÉXICO: ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA PARA SERVICIO PÚBLICO, 1953-58  
(Millones de kWh)

Año	Todas las empresas menos CFE	CFE	Totales
1953 . . . . .	3 714	1 201	4 915
1954 . . . . .	4 009	1 294	5 303
1955 . . . . .	4 361	2 430	6 791
1956 . . . . .	4 889	2 418	7 307
1957 . . . . .	5 432	2 645	8 077
1958 . . . . .	5 758	3 153	8 911

En tan sólo seis años, la CFE pasó de suministrar el 24.3 por ciento del total de la energía para servicio público a proveer el 35.5 por ciento.

Es claro que, en las condiciones que han existido hasta el momento actual, no ha sido posible introducir los servicios eléctricos en zonas del territorio nacional alejadas de las vías de comunicación, o con una densidad de población muy baja. Sin embargo, la Comisión ha tratado de atender, en la medida de lo posible, a parte de esas zonas instalando pequeñas plantas diesel-eléctricas, cuya capacidad oscila entre 40 y 100 kW y ha fomentado el desarrollo de las Juntas Estatales de Electrificación.

Los sistemas eléctricos que sirven a las seis regiones mencionadas tienen las capacidades de generación marcadas en el cuadro 2.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.02a.

Cuadro 2

## MÉXICO: CAPACIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS MÁS IMPORTANTES, 1959

Región	Nombre del sistema	Capacidad (kW)
I	Cía. Mexicana de Luz y Fuerza Motriz . . .	925 538
II	Puebla-Veracruz . . . . .	245 194
III	Torreón-Laguna-Chihuahua . . . . .	207 450
IV	Guanajuato . . . . .	135 354
V	Nueva Compañía Eléctrica de Chapala . . .	118 400
VI	Monterrey . . . . .	89 300

Con esa capacidad se atiende a la demanda de los consumidores de la región, clasificados en diferentes categorías, de acuerdo con el uso final a que se destine la energía. Sin embargo, no en todos los años en que se dispone de estadísticas de distribución de la energía se han utilizado los mismos nombres para definir los distintos grupos de consumidores. Así, mientras hace algunos años se diferenciaban los clientes comerciales (a cuota fija o a medidor) de los industriales, a partir de 1954 desaparecen de la clasificación los clientes comerciales y se emplean las nuevas denominaciones "servicio general a medidor hasta 5 kW" y "servicio general a medidor mayor de 5 kW". Además, en algunos años no se observa en la estadística la denominación de clientes industriales, sino la de "servicio general a medidor en alta tensión".

Por esa razón se ha considerado, en lo que sigue, que se entiende como energía con destino a usos industriales, la clasificada como destinada a "servicio general a medidor mayor de 5 kW" sumada a la de "servicio general a medidor en alta tensión", siempre y cuando no aparezca en la estadística una clara denominación de "servicio industrial". Es claro que se puede cometer algún error al considerar así los datos estadísticos primarios, ya que parte de la energía clasificada como de "servicio general a medidor mayor de 5 kW" podrá canalizarse hacia un servicio en grandes establecimientos comerciales; pero creemos que, en una gran mayoría de los casos, la energía distribuida bajo tal denominación se destina a usos industriales. No hay error al suponer que la energía clasificada como de "servicio general a medidor en alta tensión" se destine a otra finalidad que la industrial, ya que otro servicio que pudiera prestarse en las mismas condiciones sería el de la electricidad entregada a revendedores, y esta categoría de consumidores se agrupa en las estadísticas en un renglón bien definido.

Hemos tratado de relacionar el consumo de energía eléctrica en usos industriales con el valor de la producción de las industrias de transformación en cada una de las regiones ya mencionadas. La tarea no es nada fácil. Del consumo de energía se han podido reunir datos más o menos utilizables —con las salvedades antes indicadas— en una serie de años que abarca de 1953 a 1959 y de los años 1940 y 1945. Como no ha

sido posible conseguir el dato de energía correspondiente al año 1950, se ha optado por deducirlo de la serie disponible, a partir del cálculo de la tasa de incremento a interés compuesto. El valor de la producción industrial se ha tomado de los censos industriales para los quinquenios comprendidos entre 1930 y 1955. En estos datos se observan algunas cifras anómalas; por ejemplo, no se encuentra una explicación aceptable del descenso del valor de la producción industrial en algún año en los estados de Puebla, Tlaxcala, Querétaro y Nuevo León. Por otra parte, en los censos industriales de 1935, 1940 y 1945 solamente se han tenido en cuenta los establecimientos con un valor de la producción mayor de 10 000 pesos, mientras que en los censos de 1930 y 1950 se incluyen todos los establecimientos, sin importar el monto del valor de la producción. A pesar de esto, se han obtenido unas series bastante aceptables, sin duda porque al agrupar las cifras correspondientes a los estados en las regiones definidas por los sistemas eléctricos, se compensan unas con otras.

Se tendría una imagen engañosa del desarrollo de la producción industrial si se analizaran los valores a precios corrientes; para obtener una imagen más real se han ajustado las cifras a precios constantes, tomando como base el año 1940.

Teniendo en cuenta todas estas observaciones, podremos tratar de relacionar la producción industrial con el consumo de energía en la industria. El valor de la producción se muestra en el cuadro 3.

El consumo de energía eléctrica por la industria aparece en el cuadro 4.

Cuadro 3

MÉXICO: VALOR DE LA PRODUCCIÓN INDUSTRIAL A PRECIOS CONSTANTES, 1940-55  
(Millones de pesos de 1940)

Región	Censo industrial de			
	1940	1945	1950	1955
I . . . . .	1 141	2 811	4 660	16 700
II . . . . .	273	1 263	2 160	1 625
III . . . . .	254	314	505	780
IV . . . . .	330	418	1 095	1 015
V . . . . .	87	210	500	695
VI . . . . .	139	660	850	1 910

Cuadro 4

MÉXICO: CONSUMO DE ENERGÍA EN LA INDUSTRIA, 1940-55  
(Millones de kWh)

Región	1940	1945	1950	1955
I . . . . .	232	363	715	1 126
II . . . . .	—	106	129	204
III . . . . .	75	72.8	73	122
IV . . . . .	145	166	220	327
V . . . . .	—	—	—	82
VI . . . . .	40	72	76.5	135

El valor de la producción es la suma de los insumos y de los respectivos valores agregados. Uno de los insumos es la energía utilizada en el proceso de transformación industrial. El aumento del valor de la producción puede ser debido, por tanto, a un incremento de uno, de varios o incluso de todos los términos que forman el insumo total o del valor agregado.

En las series analizadas, tanto el valor de la producción como la energía consumida aumentan en todo el período de tiempo considerado.

Si se agrupan todos los insumos menos la energía con sus respectivos valores agregados, en un término al que llamaremos *N*, el valor del producto será igual a la suma de *N* más la energía. Por otra parte, el valor de la energía es igual a la cantidad consumida multiplicada por su precio. En consecuencia, el valor de la producción por unidad de energía será igual a *N* dividido por la energía, más el precio de ésta.

Un aumento del valor de la producción por unidad de energía puede ser debido a un incremento de la relación entre *N* y la energía consumida; a un aumento del precio de la energía, o a un incremento de ambos términos.

El primer caso se puede dar por un incremento de *N* o bien por una disminución de la cantidad de energía consumida, posibilidad esta última que queda excluida en nuestro caso, ya que en la serie observada, la energía consumida crece en todos los años.

En el caso de que aumente el precio de la energía sin que haya variación del cociente entre *N* y la energía consumida, habría que suponer que el incremento de *N* se mantiene proporcional a la cantidad de energía consumida, lo cual no se observa en la serie de valores considerados. Ahora bien, como el aumento del precio de la energía es siempre menor que el incremento de aquel cociente, se deduce que siempre ha tenido que crecer el valor de *N*.

En resumen, el incremento de la relación entre el valor total del producto y la cantidad de energía consumida demuestra un mejor aprovechamiento de la energía consumida en el proceso de transformación. Por ello se designa esta relación como productividad de la energía o del kWh, calificando así de manera bastante clara el aprovechamiento real de la energía eléctrica en la industria de transformación.

Dividiendo el valor de la producción por la cantidad de energía consumida en cada uno de los años, se obtienen los resultados que se indican en el cuadro 5.

En un estudio de la CEPAL<sup>1</sup> se llega a la conclusión de que "el consumo neto de energía total por unidad de producto bruto, tiende a disminuir en todos los países de América Latina". Se relacionan en este caso el consumo de energía en todas sus formas con el producto bruto total y se llega a establecer una relación enteramente semejante a la encontrada por nosotros para el consumo de energía eléctrica empleada en la

Cuadro 5

MEXICO: PRODUCTIVIDAD DEL KWH, 1940-55  
(Pesos de 1940)

Región	1940	1945	1950	1955
I . . . . .	4.92	7.7	6.5	15
II . . . . .	—	12	16.7	8
III . . . . .	3.4	4.35	6.9	6.4
IV . . . . .	3.28	2.51	4.95	3.14
V . . . . .	—	—	—	—
VI . . . . .	3.46	9.20	11.1	14.5

industria de transformación y el valor del producto de este sector.

También se analiza en el estudio mencionado, la relación entre la producción de electricidad y la unidad de producto bruto en distintos países latinoamericanos, entre ellos México. Aquí se relaciona el producto total con la energía eléctrica total generada, con la particularidad de que un gran sector de la serie analizada corresponde a unos años en que hubo un cierto estancamiento del desarrollo eléctrico de México. Y por ello se concluye que la relación analizada se mantiene prácticamente constante.

Tanto la primera como la segunda comparación llevadas a cabo en el estudio aludido indican el desarrollo energético global de los países considerados en la investigación; pero no dan una idea del desarrollo de un sector industrial muy particular, como es la industria de transformación, cuya evolución se observa en el cuadro 5.

Dicho cuadro muestra resultados realmente interesantes. Claramente se ve que las regiones I y IV (ciudad de México y sus alrededores, y Monterrey) la productividad de la energía va aumentando en el período de quince años que abarcan los datos.

El fenómeno aparece sin solución de continuidad en la zona VI, porque ésta queda prácticamente limitada a la ciudad de Monterrey y porque los datos de partida reflejan la situación que prevalece en tal región, de amplitud reducida. No ocurre lo mismo en la zona I, formada por varios estados del centro, aunque en ella influye mucho la situación de la industria y del consumo de energía de la ciudad de México.

Los resultados relativos a las regiones II, III y IV, no permiten llegar a una conclusión bien definida. Aparece una cierta tendencia al aumento de la productividad de la energía, sobre todo en la región formada por las entidades de Puebla, Tlaxcala y Veracruz, y en menor grado en las otras dos regiones. En la primera región de este grupo, la productividad es comparable a la existente en las zonas I y VI, todas ellas con industrias de transformación abundantes y diversificadas. Las regiones III y IV, tienen una productividad baja, característica de una industria incipiente y en escala reducida.

Un medio de comprobar la validez de los cálculos anteriores, es determinar el porcentaje que representa el costo de la energía en el valor del producto y com-

<sup>1</sup> La energía en América Latina (E/CN.12/384/Rev.1), publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 57.II.G.2).

Cuadro 6

MÉXICO: PROPORCIÓN DEL COSTO DE LA ENERGÍA  
EN EL VALOR DEL PRODUCTO, 1955

Región	Por ciento
I . . . . .	0.38
II . . . . .	0.635
III . . . . .	1.12
IV . . . . .	1.84
V . . . . .	0.59
VI . . . . .	0.24

parar los resultados con los de otras investigaciones. En nuestro caso hemos tomado como término de comparación los datos elaborados por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A.<sup>2</sup> El porcentaje indicado se ha calculado dividiendo el precio medio de la energía eléctrica en el año 1955, pero reducido a la base de 1940, entre el valor del producto por unidad de energía consumida, es decir, las cifras de la última columna del cuadro 5. (Véase el cuadro 6.)

Los porcentajes a que llega la Mexlight varían en la mayoría de las industrias entre 0.18 y 0.87 (cerillas y fósforos, e hilados y tejidos de algodón, respectivamente) y sólo en industrias como las del cemento, papel, fundiciones de hierro y acero, y alguna otra llegan a tener valores mucho mayores.

Nuevamente se observa que en las regiones más desarrolladas, con una industria de transformación diversificada, como la del centro de México y la de Monterrey, la energía consumida representa un costo menor en el producto que en las regiones de escaso desarrollo industrial, como son la III y la IV.

<sup>2</sup> Emilio Rodríguez Mata, *Generación y distribución de energía eléctrica en México, 1939-1949*.

Las regiones III y IV con escasa productividad de energía son, efectivamente, regiones poco desarrolladas industrialmente. Sin embargo, tienden a desarrollarse, aunque esta tendencia aparezca en el cuadro 5 en forma bastante incierta.

De ello se puede deducir que el hecho de que una región disponga de energía eléctrica hace que en ella se aproveche tal energía para instalar industrias que, si en un principio pueden tener poca importancia, por el volumen de su producción, la irán adquiriendo con el tiempo, a un ritmo que dependerá de muchos factores, entre otros del incremento de la generación eléctrica y de la continuidad de la prestación del servicio.

Existen en México muchos sectores a los que no ha llegado la electricidad; otros que disponen de un servicio proporcionado por pequeñas plantas diesel que, en la práctica, sirven casi exclusivamente para suministrar un servicio de alumbrado y energía para pequeñas industrias. En estas zonas suele desarrollarse, con cierta rapidez, una demanda de energía para industrias menores y requieren, por tanto, una ampliación de la capacidad de las plantas existentes. Hay también zonas servidas por plantas de tamaño medio en las que van apareciendo industrias de pequeña magnitud. A medida que se vayan saturando las pequeñas plantas que abastecen estos núcleos aislados de población, será necesario pensar en la instalación de centrales eléctricas regionales, capaces de abastecer zonas cada vez más extensas. Tales centrales podrán ser hidráulicas, si en la zona existe la posibilidad económica de aprovechar algún salto, o térmicas, alimentadas con petróleo.

El desarrollo regional podrá fomentarse ampliando también las redes actualmente existentes, lo cual requerirá a su vez, aumentar la capacidad de las plantas conectadas a aquéllas. En estos casos, las nuevas centrales tendrán que proyectarse no ya para hacer frente al aumento de la demanda previsible en el sistema actual, sino además a la demanda potencial de la región.

## LA ESTADÍSTICA, BASE FUNDAMENTAL PARA PLANEAR LA ELECTRIFICACIÓN DE PAÍSES POCO DESARROLLADOS

por José G. Treviño Siller \*

El objeto de la estadística es proporcionar una visión de un conjunto de caracteres semejantes; mediante métodos matemáticos, ofrecer la información en forma que permita analizar los fenómenos, formular conclusiones y prever las modalidades en el porvenir.

El estudio de los problemas que ha presentado la oferta de energía eléctrica, sus soluciones, la estructura de la demanda y su correlación con fenómenos como el crecimiento demográfico y la industrialización, permite establecer bases para prever la magnitud y modalidades de la demanda, y los requerimientos de la oferta, a partir de la información estadística adecuada.

El aumento de la actividad productiva se refleja en el consumo de energía eléctrica de manera que la productividad que se logra resulta ser una función de la energía disponible por hombre empleado, y se comporta como un índice del desarrollo económico del país de que se trate.

La información estadística es muy importante para preparar series históricas y programar las necesidades de electrificación, para conocer el patrimonio energético de los países, que son fundamentales en la programación del desarrollo de los recursos y en el conocimiento de las necesidades presentes y futuras de la población.

La utilización racional de los recursos hidráulicos requiere el estudio de factores físicos, técnicos, económicos y financieros, basados en informaciones estadísticas de fácil comprobación, para evitar resultados contrarios a los objetivos de la programación.

La estimación del consumo futuro de energía es básica para la proyección de otras actividades económicas a causa de que las instalaciones, para producir oportunamente, requieren una programación anticipada que permita también prever las inversiones. El pronóstico del consumo es siempre aleatorio, pero se torna casi impracticable cuando no hay antecedentes estadísticos que permitan valorar la evolución económica de un país. No hay que olvidar que la electricidad es elemento indispensable en el bienestar, y además factor necesario en la producción, considerándosele artículo de primera necesidad, lo que presiona fuertemente la demanda general que absorbe rápidamente los aumentos de capacidad.

La planeación estudia las necesidades de electricidad y la forma de satisfacerlas, para lo cual se requieren estadísticas demográficas y económicas.

El movimiento demográfico está lejos de ser homogéneo aun en el caso de cada continente. Esto se debe fundamentalmente a la falta de uniformidad en

el desarrollo cultural de la población y a otros desajustes de tipo social, ya que sobre las leyes de crecimiento demográfico influyen los fenómenos económicos, tecnológicos y sociales así como los problemas ideológicos y políticos.

Aunque en muchos países las estadísticas demográficas son recientes, diversos investigadores han tratado de conocer el incremento a partir del siglo XVI, siendo difícil hacer estimaciones para fechas anteriores.

El registro metódico del crecimiento general de la población y de sus movimientos naturales y social permitirá la preparación de planes sobre salubridad, regulación de la migración, demanda de productos alimenticios, energía eléctrica. El hecho de que en nuestro país la tasa de crecimiento demográfico se haya elevado de 1.25 por ciento en 1929 a 3.54 por ciento en 1959, señala ya la política que ha de seguirse en cada uno de los aspectos de desarrollo anteriores.

En los países poco desarrollados, caracterizados por alto índice de analfabetismo y bajo nivel cultural, la planeación para el mejoramiento de estas condiciones, sólo puede basarse en material estadístico, y el estudio de ese aspecto mantiene estrecha relación con el del aprovechamiento de la energía eléctrica, el que abarca aspectos culturales y de bienestar de la población.

El conocimiento de la proporción entre la población urbana y la rural, permite el de los requerimientos de los servicios públicos, entre los que se cuenta la electricidad. Esa proporción en la que predomina, en los países a que nos referimos, la población rural, se invierte a favor de la urbana en la medida con que avanza el desarrollo, y así se observa en México que en 1900 existían 53 localidades de más de 10 000 habitantes que alojaban a 1.7 millones en total, y en 1959 había 210 localidades de ese tipo con una población cercana a 12 millones.

La electrificación en los países pobres, no se logra sin incluir las áreas rurales, donde se complica por la dispersión de la población y su bajo consumo.

A causa, principalmente, del crecimiento de la población urbana en los países atrasados se ha incrementado la industria y los servicios conexos contribuyendo a aumentar la demanda de energía eléctrica.

La electricidad contribuye a la evolución de la industria agropecuaria, a la mejoría de los ingresos y del patrón tradicional de la vida rural. Siendo esta industria fundamental en la economía de los países poco desarrollados, su atención técnica y científica se enfoca hacia organismos oficiales y particulares de inversión y explotación.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.16.



En dichos países se requiere conocer el régimen de tenencia de la tierra y el nivel de su productividad. A través de la estadística se puede conocer el grado de concentración agrícola y la manera de corregirla, así como los recursos naturales de la nación con la localización de bosques, pastizales y superficie de labranza.

El conocimiento de los cultivos, técnicas y elementos para la aplicación de las mismas, sólo puede lograrse a través de cifras estadísticas y de su correcto aprovechamiento e interpretación.

Sin embargo, el estudio de estos factores de la productividad agrícola debe incluir aspectos demográficos para establecer vínculos con el comercio exterior de materias primas, con las políticas de precios y crediticia, y, desde luego, con el aprovechamiento de la energía eléctrica.

Para explotar y desarrollar los recursos naturales, es indispensable conocer la potencialidad energética disponible, ya que de la oferta de energía dependen el incremento industrial, la mecanización, el progreso urbano, etc. Por ello, el consumo de energía es un índice para apreciar la situación general de los países económicamente pobres, en los que predominan las industrias extractivas, la artesanía y la industria de incipiente transformación. En la industria, las inversiones son mínimas, el equipo inadecuado, la producción lenta, y el personal limitado y con bajos salarios.

A medida que el país eleva su productividad agrícola, la industria se transforma favorablemente, complementando esta transformación una mayor demanda y mejor aprovechamiento de la energía eléctrica.

Para el conocimiento del estado y del ritmo de desarrollo industrial que debe estar acorde con el del desarrollo agropecuario, es preciso contar con cifras cronológicas, continua y permanentemente recolectadas que, mediante su análisis, permitan determinar en su forma estática la situación industrial, y en la dinámica medir los cambios operados, fijando la política conveniente de industrialización, en la cual debe estar comprendida necesariamente la rama eléctrica.

Es característico en los países económica y socialmente débiles un reducido e insuficiente sistema de transporte que obstaculiza el desenvolvimiento del país. La correcta planeación de las vías de comunicación debe estribar en cifras relativas a la capacidad de producción de las regiones que permita cuantificar sus necesidades de transporte. En esta parte del plan no debe descuidarse el estudio de las necesidades de electrificación.

Las actividades comerciales en países poco desarrollados se caracterizan por ser muy restringidas, por su bajo monto individual aplicado a ramas incipientes. El escaso desarrollo industrial limita la comercialización, en gran escala, y de líneas básicas. Estas restricciones limitan el número de empleados.

Tratándose del comercio exterior, predominan la exportación de materias primas y la importación de productos manufacturados, equipo y maquinaria, lo que afecta negativamente a la balanza de pagos, al ingreso nacional, al poder adquisitivo de la moneda, al

costo de la vida y al precio de artículos de primerísima necesidad.

Medir la intensidad con que todos estos aspectos negativos de la economía nacional influyen en la vida de los pueblos económicamente poco desarrollados, y planear una armoniosa combinación, es una necesidad que sólo puede lograrse mediante datos estadísticos que cuantifiquen y den sentido a cada uno de los factores que atañen al estado presente de la economía comercial.

El proceso de industrialización que desarrollan los países económicamente pobres, se debe en gran parte al incremento que ha obtenido la industria eléctrica. Esto, unido al habersele considerado como uno de los servicios públicos más importantes e indispensables para la población, ha traído como corolario que la evolución observada en los pueblos en los últimos años, esté en relación directa a sus áreas electrificadas.

Tomando en cuenta el constante desarrollo económico de los pueblos, ha sido indispensable contar con estadísticas sobre índices de precios y costo de la vida, ya que esta información nos permite obtener una medida de los cambios medios que ocurran.

La información estadística sobre comercio exterior, da a conocer el intercambio comercial, indicando la política que ha de seguirse en relación a la capacidad de los mercados interior y exterior, los artículos exportados y las importaciones más benéficas.

Hay que tomar en cuenta también la clasificación arancelaria que nos permite analizar los productos base de las transacciones comerciales.

Los cambios en la estructura del comercio, nos facilitan el conocimiento indirecto de la industrialización lograda, las necesidades, así como su interdependencia del exterior.

Existen series estadísticas que nos permiten conocer el movimiento de ingresos y egresos; a través de su análisis se puede conocer el impacto de estas operaciones en la economía de los países débiles en este aspecto.

Con frecuencia las estadísticas económicas se utilizan para elaborar estudios determinados y son de gran utilidad para formular índices generales de producción y para comprobar los gastos fuera de los renglones específicos.

Este resumen de estadística nos indica en forma sucinta las relaciones de los países que se encuentran en proceso de desarrollo económico, tecnológico, social y político, con el resto del mundo, lo que consideramos que puede ser de gran utilidad al trazar la política monetaria, fiscal, de control de cambios, etc.

Los planes generales y regionales de electrificación en un país son formulados siguiendo diversos procedimientos, entre los cuales, tres de ellos, son los de mayor aplicación y de uso más generalizado.

El sistema de proyección más sencillo y de realizaciones exclusivamente a plazos cortos es el que, sin ningún elemento de base auxiliar, está fijado y determinado exclusivamente por la propia demanda inmediata.

El segundo método, más técnico por cierto, es el de basar la planeación en cifras de generación y distribución de la energía para determinar con ella tendencias seculares en las que existen programas de electrificación inmediatas y a plazos cronológicos de mayor amplitud. Por lo anterior, se ve que la aplicación de este método conduce a una política de electrificación, también creciente, pero cuyas proyecciones han sido previstas con la debida oportunidad, para realizaciones futuras ajustadas convenientemente a dichas tendencias.

El tercer sistema, también de aplicación estadística, pero con mayor amplitud, consiste en programar las necesidades futuras de aprovechamiento eléctrico basándose en las tendencias que ofrecen diferentes factores económicos y sociales del país. Puede decirse que las determinaciones por este método son, hasta cierto punto, de orden indirecto y casi exclusivamente mediante la aplicación del método estadístico.

Considerando lo anteriormente dicho, es natural que únicamente para los dos últimos casos, en que se recurre a cifras, y sobre todo en el tercero, es cuando deben aplicarse métodos de tratamiento de los datos que pueden consistir, aparte de todas las otras combinaciones posibles, en la obtención de índices de correlación y coagraduación, comparabilidad y tendencias seculares, variabilidad media de un fenómeno con el otro con que se esté comparando, promedios de número de habitantes, de kilómetros cuadrados, de hectáreas de labor, etc., por kilovatios de energía generada. Así como estos ejemplos podrán hacerse muchas y va-

riadas combinaciones con todo el material estadístico recolectado, de las cuales se obtendrán resultados numéricos con los que, mediante su análisis esmerado, podrá programarse, en forma lógica, el desarrollo económico del país.

De cuanto queda expuesto pueden deducirse las siguientes conclusiones:

1) No puede elaborarse ninguna planeación sin disponer de una estadística completa.

2) Siendo el desarrollo económico la aspiración de todos los pueblos que aún no lo han logrado, la planeación adquiere, cada día, mayor importancia, y en consecuencia, se reclama, cada vez con mayor urgencia, el mejoramiento de las estadísticas.

3) Como la energía eléctrica es factor determinante en la industrialización de los pueblos, la planeación de la industria de generación de energía eléctrica adquiere una gran importancia, pero su realización exige el apoyo de la estadística.

4) Se recomienda efectuar de manera permanente, una campaña que tienda a crear en la población una conciencia relativa al beneficio público que entraña el suministro de una información veraz y oportuna.

5) Que los organismos encargados de la recopilación de datos y elaboración de estadísticas, publiquen con toda oportunidad las informaciones que obtengan.

6) Que se establezca un intercambio permanente entre países poco desarrollados y entre estos y los demás, sobre información estadística, problemas relativos y avances que vayan lográndose en la metodología estadística.

# METODOLOGÍA DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

por U. Alberto Trujillo E.\*

## Introducción

Al considerar a la industria eléctrica como el tema central de este seminario, es necesario que en forma explícita se haga mención de un problema más amplio como es el factor energía en general y, muy en especial, el de aquellas fuentes de carácter tradicional que definen y conforman la naturaleza de las actividades sociales y económicas de cualquier colectividad.

El enfoque específico del sector eléctrico hace obligada la consideración de un análisis integral y equilibrado de las fuentes participantes que permita, en forma simultánea, la descripción pormenorizada de su desarrollo cronológico sobre una sólida base estadística y la determinación periódica del detalle de su estructura para poder, sobre supuestos válidos, proyectar los posibles niveles de la demanda en el futuro.

La realización con éxito de tal propósito exige la definición conceptual uniforme, la delimitación en tiempo y espacio de los objetivos perseguidos y la cuantificación estadísticamente ordenada de las variables participantes. Solamente fijando estos principios, es posible establecer la continuidad que hace de la evolución energética el indicador más claro y preciso del desarrollo de cualquier economía.

Por esta misma causa, y en razón de la obligada interdependencia que liga al desarrollo energético con las variables de tipo social y económico en cada caso, es preciso adoptar en su estudio un método tal que correlacione a ambos aspectos en forma múltiple ya que ambos son causa y efecto del desarrollo.

La compleja y heterogénea estructura de este problema recomienda la adopción de un procedimiento dual —deductivo e inductivo— que, analizando el problema de arriba hacia abajo el primero, y de abajo hacia arriba el segundo, haga posible la conciliación de los resultados a diferentes niveles de la producción y el consumo, nacional y regional, comercial y no-comercial, etc. Se dispondrá así del desarrollo global y detallado de la energía en sus diferentes funciones, diseños y niveles, dispuesta en tal forma que facilite el estudio de la inter e intrasustitución de las formas energéticas, fenómeno que es, en última instancia, el determinante de los niveles absoluto y relativo de la demanda en el futuro.

Finalmente, los niveles de la demanda proyectada e ordenarán conforme a la estructura o a las estructuras por fuentes individuales que mantengan en los años 1965, 1970 y 1975 para que, siguiendo un método reversivo —o de reconversión— se calcule el impacto que

esta demanda habrá de tener sobre las fuentes primarias en los mismos años.

## 1. Objetivos

Si la meta que se persigue es determinar a plazo corto y medio los niveles de la demanda eléctrica, es obvio que el primer objetivo del estudio deberá consistir en la elaboración del diagrama conceptual de las fuentes energéticas y del flujo seguido a fin de delimitar el campo de la investigación (esquema). El interés se centrará al campo de la energía inanimada de carácter tradicional y aprovechamiento comercial.

Definido el campo de la investigación, el segundo objetivo consistirá en recopilar sobre una base histórica no menor de diez años la serie estadística que establezca el flujo energético desde la etapa primaria hasta aquella de su aprovechamiento neto como factor de producción (insumo o consumo intermedio) y de consumo (o demanda final). Del grado de aproximación y detalle con que se lleve a cabo esta labor dependerá el que se pueda llegar a determinar la función: producto por ramas de la producción, y la función: consumo por áreas de población y niveles de ingreso.

A la serie histórica le sigue la elaboración del "balance energético" que, en general, exige un mayor grado de información específica puesto que la naturaleza cualitativa y cuantitativa de la estructura existente se refiere a un año dado. Lo complejo de esta labor hace imposible contar, sobre todo si no se tienen experiencias anteriores, con balances anuales sucesivos, razón por la cual se deben repetir cada quinquenio.

De la disponibilidad de un mínimo de dos balances —que abarcarían un período de 5 a 10 años— se parte para estructurar el que probablemente, hecha toda clase de supuestos de desarrollo tecnológico, social y económico, se alcance en lo futuro. Sobre esta base será posible establecer las bases y metas de la proyección a través de la interpolación de las estructuras existentes y de la extrapolación múltiple de las correlaciones previamente calculadas.

Teniendo en cuenta estos objetivos, la investigación se propone en dos partes fundamentales en las cuales se combinarán las cifras de tipo deductivo (macroeconómico) e inductivo (microeconómico) que permitirán la consolidación definitiva de los resultados.

## 2. La estructura

La estructura se refiere a dos campos interdependientes que deben ser estudiados en forma aislada. El pri-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.19.

mero, es el panorama social y económico del país o región en estudio, del cual se presentará una descripción histórico-estadística a partir de sus conceptos más generales, que son el producto y el ingreso nacionales. El segundo campo es el energético en especial, el cual inicia la revisión a partir de la oferta primaria de cada una de las fuentes consideradas y a las cuales se les complementará con los datos referentes a su localización económica y regional.

Para el primer campo se deberán emplear los conceptos siguientes:

a) Producto nacional bruto (total y por actividades económicas).

b) Ingreso nacional (por factores de la producción, por sectores de la actividad y por niveles de ingreso).

c) Gasto privado (estructura, por sectores, niveles, evolución y hábitos del consumidor).

d) Población (total, tasas históricas, pirámides, activa potencial y real, por actividades y grado de calificación).

Para el segundo campo se integrarán los conceptos siguientes:

a) Fuentes primarias, secundarias y terciarias (oferta nacional, balanza comercial y consumo aparente).

b) Consumo aparente (transformación, distribución y pérdidas, aprovechamiento neto).

c) Aprovechamiento neto (consumo real y pérdidas, consumo neto).

Una vez que se haya verificado el nivel y la tendencia de la economía en general y de la energía en especial, se estará en posibilidad de iniciar la preparación del balance de energía que permitirá al final calcular a plazos corto y medio las posibles estructuras económica y energética. Para ello deberán llenarse primero los esquemas 1º y 2º con unidades físicas originales, para pasar finalmente al esquema 3º en el que exclusivamente figurarán unidades energéticas.

Será posible así centrar el estudio de un problema clave, como lo es la eficiencia del sistema energético de toda una unidad política, social y económica, a la vez que localizarlo cronológicamente a través de un complejo estadístico que haga resaltar el impacto que la dinámica económica ha impreso tanto en la estructura como en los niveles de la oferta y la demanda.

### 3. Las proyecciones

El principio de toda proyección económica descansa en el hecho real de que el desenvolvimiento de toda la estructura de producción y de consumo mantiene una continuidad de tipo físico, económico, social y de recursos naturales que puede considerarse relativamente estable.

Sobre esta base puede considerarse que los cambios en el futuro guardarán una estrecha relación cualitativa y cuantitativa con los observados en el pasado y en el presente, de manera que, establecidas ciertas premisas que consideren relativamente estable el conocimiento e influencia de los procesos de la naturaleza física, del mismo modo que la correlación de los fenó-

menos sociales y económicos con el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos, es posible prever el desarrollo de estos elementos por un período tal que garantice la validez de estas premisas.

Este tipo de premisas de carácter físico no son por fuerza variables dependientes ya que, desde el punto de vista energético, las cualidades de las fuentes están ligadas directamente a la naturaleza, del mismo modo que las modalidades de su aprovechamiento están sujetas a un tipo y calidad de equipo determinado, lo cual permite afirmar que, además de ser variables independientes, su consumo está sujeto a factores endógenos.

En el caso de las premisas de tipo social es necesario aclarar que éstas no son sino meros juicios personales cuyo grado de exactitud está en razón directa del grado de afinación del material disponible y del conocimiento sistematizado de este campo.

Por esta razón, cualquier metodología de proyección deberá estar basada en supuestos de tres tipos: a) físicos, b) socioeconómicos y c) técnicos. En los del primer tipo se supone una estabilidad en el desarrollo futuro de las condiciones antropogeográficas y la elasticidad relativa en lo que se refiere a la oferta adicional de nuevos recursos energéticos. En el segundo, se supone que no habrá cambios en la estructura social y económica que determinen desviaciones sensibles del patrón actual, como pudiera ser en el caso de una nueva política impositiva que afectara al ingreso disponible de la población o bien un acentuamiento de la concentración del ingreso o una acentuada distribución del mismo que permitiera, en un período relativamente corto, cambiar la estructura del gasto familiar. El supuesto técnico incluye varios fenómenos que pudieran subdividirse en dos grupos generales: los derivados del avance técnico que propugna no sólo la aplicación a nuevos usos sino que también procura el aprovechamiento más racional de los recursos; y aquellos que resultan de la sustitución de los combustibles por razones no sólo de economía sino de eficiencia, y que deben ser objeto de un minucioso estudio de sustitución y complementariedad de factores.

La imperiosa necesidad que existe de conocer más en detalle el desarrollo probable de la economía en general, debe partir por fuerza del conocimiento a fondo de cada uno de los sectores participantes y de la investigación permanente que nos permita integrar cada actividad desde sus principios hasta el momento mismo de su consumo final, pero sin olvidar las interrelaciones de todo tipo a las que el equilibrio de su desarrollo está condicionado.

Esta labor debe reunir las condiciones siguientes para que su objetivo sea alcanzado:

a) Investigación permanente.

b) Conocimiento concatenado de las diversas etapas por las que atraviesa.

c) Relación exhaustiva del volumen y la calidad de los recursos humanos y técnicos que la integran.

d) Capacidad técnica de producción y factores de la oferta que la limitan.

e) Características esenciales acerca de la naturaleza y composición de la demanda.

f) Grado cualitativo y cuantitativo de la interdependencia con los sectores de la producción.

g) Factores de la economía en general en los que halla sus más sobresalientes indicadores.

h) Estadísticas adecuadas, etc.

La necesidad de contar con estos elementos se hace más evidente cuando el desarrollo menos general se pretende individualizar en rubros de estructura tan heterogénea que la proyección global carece prácticamente de fundamento con respecto a ellos.

# LA EMPRESA PÚBLICA, INSTRUMENTO ADECUADO PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

por Rafael V. Urrutia y Víctor M. Cataldo \*

La energía eléctrica es uno de los factores primordiales para el desarrollo económico de los países en la época moderna. En la formulación de planes para ese desarrollo es necesario estudiar la manera de hacerla asequible en la cantidad y calidad adecuadas y a precios razonables. La relación entre el desarrollo económico y la abundancia de energía eléctrica la demuestran los datos siguientes que aparecen en publicaciones de las Naciones Unidas:

	Generación M-kVh	Población (Miles)	Generación (kVh por habitante)
Filipinas . . . . .	1 338	23 122	58
Colombia . . . . .	1 535	13 522	114
Panamá. . . . .	159	995	160
Cuba. . . . .	1 484	6 466	230
Trinidad . . . . .	194	789	246
Argentina . . . . .	6 208	20 256	306
Chile. . . . .	2 305	7 298	316
Venezuela. . . . .	2 249	6 320	356
Puerto Rico . . . . .	2 010	2 379	845
Francia. . . . .	61 980	44 500	1 393
Estados Unidos . . . . .	740 576	174 231	4 251

El proveer de servicio de electricidad a un país, o a una parte del mismo, implica una fuerte inversión de capital. La obtención de éste es, por tanto, un factor importantísimo para organizar una empresa de producción de electricidad. Además, la inversión de capital está subordinada a la certeza de rendimiento que haga posible las ganancias y la expansión.

Otro factor de importancia para hacer propicias las inversiones, es la existencia de un clima político, social y económico que permita el libre desenvolvimiento de una empresa.

La falta de amplias garantías para el libre juego de los factores enumerados explica, en parte, el lento crecimiento de la industria eléctrica en los países que en la actualidad se esfuerzan por desarrollar más ampliamente sus economías. Es por eso que la empresa pública de energía eléctrica se ofrece como alternativa para lograr un rápido desarrollo económico en los países donde no existe capital nativo o extranjero dispuesto a emprender la tarea.

## 1. La empresa pública de servicio de electricidad

La necesidad de que el gobierno atienda ciertas fases del suministro de energía eléctrica a causa de la imposibilidad

de que compañías particulares las atiendan y de las limitaciones de la agencia pública para hacerse cargo de este servicio, trajo como consecuencia que la ley crease la "empresa pública de servicio de electricidad", concediéndole la autonomía y la flexibilidad necesarias no existentes en la administración de agencias públicas, para poder rendir el servicio eficientemente.

Desde luego que la flexibilidad de funcionamiento de la empresa pública depende de las disposiciones de la ley que la crea. Al formular ésta es conveniente considerar las limitaciones existentes en los procedimientos de administración pública que puedan afectar al funcionamiento de la misma para abolirlas y otorgar a la empresa la ductilidad necesaria.

En los países que tienen facilidades de financiamiento, la empresa pública carga con la completa responsabilidad de financiar la expansión del sistema eléctrico y las mejoras al mismo. El costo y pago de la deuda se incluye en el costo de operación. Esto le quita una carga pesada al presupuesto de operación del gobierno que, de no ser así, tendría que hacer asignaciones anuales para la expansión de la empresa.

En los Estados Unidos, Puerto Rico incluso, el financiamiento se obtiene mediante la venta de bonos de renta en el mercado libre. Una vez que la empresa pública establece el crédito y mantiene un margen financiero adecuado, puede obtener todo su financiamiento mediante dicha venta.

En países en que, por su ritmo acelerado de crecimiento económico, se necesitan cantidades muy altas para la expansión del sistema eléctrico, algunas empresas públicas obtienen parte de sus fondos para expansión y mejoras mediante un tributo sobre la propiedad inmueble. Con este ingreso formando una base sólida de capital, la empresa obtiene el equilibrio de sus necesidades mediante préstamos de los bancos de desarrollo económico, bancos locales o internacionales, o de ambos tipos.

El Banco Mundial y el Banco de Exportación e Importación forman al presente las fuentes más importantes de suministro de capital para el desarrollo y expansión de la energía eléctrica en América Latina. Hay la impresión de que el problema de abastecimiento adecuado de fuerza eléctrica se podría solucionar mediante una mayor comprensión, más flexibilidad y más realismo en las relaciones entre las casas bancarias y la empresa pública. Esperamos que al intensificarse la cooperación económica de los países de las Américas, se aclaren conceptos y se liberalicen los reglamentos de financiamiento que por ahora impiden un mayor desarrollo de la energía eléctrica en América Lati-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.08.

na a causa de las limitaciones financieras. Si hemos de velar por un acelerado mejoramiento económico en las Américas, se necesita más capital y más flexibilidad para su obtención a costos razonables para la expansión del servicio de electricidad que forma el cimiento del desarrollo económico adecuado.

## 2. La Autoridad de las Fuentes Fluviales

Repasemos el historial del desarrollo de la energía eléctrica en Puerto Rico, ya que esta pequeña isla, en donde se han probado todas las formas de empresas de electricidad, se encuentra en un crecimiento económico parecido a los países latinoamericanos.

El gobierno de Puerto Rico comenzó a prestar el servicio de electricidad en el año 1915, cuando se terminó la construcción de una pequeña central hidroeléctrica en el sistema de riegos de la costa sur, cuyo propósito principal era proveer energía eléctrica para el bombeo de aguas de riego.

El exceso de energía producida fue distribuida para la venta en barrios y pueblos limítrofes. Se continuó así adicionando pequeñas unidades generadoras que aprovechaban la caída de aguas de los embalses de riego, a medida que aumentaba el consumo de electricidad, como producto secundario al sistema de riego.

La demanda por el servicio de electricidad en la costa sudeste de Puerto Rico hizo que el gobierno reconociera la necesidad imperiosa de rendir este servicio, no como producto secundario, y sí más bien como servicio básico.

La pobreza del área, lo disperso de la población y el pequeño uso por consumidor indicaban claramente que no podría desarrollarse el servicio por la industria particular.

En el año 1927 se aprobó la ley creando la Utilización de las Fuentes Fluviales, agencia pública adscrita al Departamento de Obras Públicas, para que se dedicase exclusivamente al desarrollo de las fuentes hidroeléctricas para la producción, distribución y venta de energía eléctrica en Puerto Rico. La ley impuso un tributo de 0.1 por ciento sobre el valor de la propiedad inmueble para utilizarse en la expansión del sistema eléctrico. El uso de electricidad creció rápidamente ya que se rendía a bajo costo y de buena calidad.

Casi todas las municipalidades de la costa sur ofrecieron sus sistemas eléctricos en venta a Utilización de las Fuentes Fluviales, pues la agencia contaba con mejores técnicos, capital disponible para expansión, ofrecía precios más bajos y además pagaba al municipio el 6 por ciento del ingreso bruto devengado dentro de la municipalidad, para compensar al municipio por las contribuciones que hubiese obtenido si el sistema eléctrico fuese de propiedad particular.

Para 1940 casi toda la zona urbana y gran parte de la zona rural en el sudeste de Puerto Rico era abastecida por la Utilización de las Fuentes Fluviales. Al área nordeste de Puerto Rico la servía entonces una empresa particular de capital extranjero y a la costa oeste una empresa de capital local.

Estas empresas particulares, aunque rindieron un servicio satisfactorio, a bajo costo y de buena calidad, en las zonas urbanas del territorio abastecido por ellas, no pudieron extender redes eléctricas en las zonas rurales.

Durante la segunda guerra mundial surgió una crisis en el abastecimiento de energía eléctrica en las zonas servidas por las compañías particulares, a causa de la escasez del aceite combustible, que se importaba para las centrales térmicas. Los buques cisternas que transportaban el petróleo, casi no lograban llegar a la isla a través del bloqueo submarino impuesto por Alemania. Esto dio lugar a que el gobierno federal se incautara de las compañías para integrarlas con el sistema hidroeléctrico de Utilización de las Fuentes Fluviales. Posteriormente esas propiedades particulares las compró la Autoridad de las Fuentes Fluviales de Puerto Rico, con lo que se integró el sistema eléctrico nacional en una sola red.

La Autoridad de las Fuentes Fluviales de Puerto Rico, una corporación pública casi autónoma, dedicada al servicio de electricidad durante los últimos 20 años, fue creada en 1941 por el gobierno, ante la necesidad de que una empresa pudiera hacerse cargo de la producción, distribución y venta de energía, se encargara de desarrollar la electrificación rural y proveyera energía eléctrica en las cantidades y calidad necesarias para permitir el desarrollo del programa industrial y económico que había formulado el gobierno estatal.

La Autoridad de las Fuentes Fluviales la dirige una Junta de Gobierno compuesta por el gobernador de Puerto Rico, como presidente, y el Secretario de Obras Públicas y el Secretario de Agricultura como miembros.

La Junta de Gobierno nombra al director ejecutivo, quien dentro de una delegación apropiada, dirige y administra la Autoridad orientado por la política y normas establecidas por la junta.

La ley faculta también a la Autoridad para formular sus reglamentos para el nombramiento, adiestramiento y selección de personal, y para establecer las escalas de salarios. Esta flexibilidad, ha permitido el empleo de técnicos y administradores difíciles de conseguir mediante el servicio civil.

La ley permite a la Autoridad adquirir directamente en pública subasta sin tener que pasar a través de la agencia de suministros del gobierno, lo que economiza tiempo y asegura una mejor selección del equipo.

La ley obliga a la Autoridad a prestar el servicio de electricidad al costo más bajo posible compatible con una sana política económica y financiera y a ajustar las tarifas de forma que cubran a cabalidad el costo total del servicio. Las tarifas pueden cambiarse por solicitud del director ejecutivo a la Junta de Gobierno quien nombra un examinador para presidir la vista pública donde se discute el cambio tarifario.

El financiamiento necesario para la expansión y mejoras al sistema, se obtiene mediante la venta de bonos de renta en el mercado de valores de los Estados Unidos.

La Autoridad de las Fuentes Fluviales, desde su

comienzo, acopló su programa de expansión al ritmo de crecimiento de la economía en la isla y al programa gubernamental de fomento industrial. Desde entonces ninguna industria o comercio ha carecido de fuerza eléctrica. Como era de esperarse, gracias a esta coordinación, la economía de la isla ha estado mejorando continuamente a un ritmo acelerado y el consumo de energía eléctrica aumenta un 18 por ciento por año, lo que exige doblar la capacidad del sistema cada cinco años.

La Autoridad tiene un sistema de generación con una capacidad confiable de alrededor de 600 000 kilovatios, de los cuales 100 000 son en centrales hidroeléctricas y 500 000 en centrales termoeléctricas. El sistema de producción está integrado sólidamente por una red de transmisión que se extiende por toda la isla, compuesta de 1 200 millas de líneas a 38 000 y 115 000 voltios. Cerca de 250 subestaciones de distribución alimentadas por la red de transmisión, transforman la energía disponible a 4 160 voltios para ser distribuida por ramales de distribución que sirven a más de 400 000 abonados.

La Autoridad vende 1 500 millones de kWh anuales, y obtiene de esta venta 44 millones de dólares anuales, equivalentes en 1960 a un aumento de 15 por ciento anual. Se abastece, en números redondos, a 20 000 consumidores adicionales todos los años.

La deuda total monta a 234 millones de dólares; el valor del sistema eléctrico es de 258.4 millones de dólares; el de las obras en construcción, de 44.5 millones de dólares. El ritmo de crecimiento es tal que durante los dos años anteriores el programa anual de expansión aumentó a 40 millones de dólares, esperándose que gradualmente se estabilice en 30 millones anuales.

Las tarifas de la Autoridad de las Fuentes Fluviales han permanecido esencialmente inalteradas desde 1940, no obstante el alto aumento en los sueldos, costo de la vida y de materiales. Esto ha sido posible a causa de la introducción de unidades de generación de mucha más capacidad y eficiencia y a sustanciales mejoras en la productividad. Las tarifas en Puerto Rico ofrecen precios de venta de electricidad comparables con los precios a lo largo de la costa este de los Estados Unidos, donde el costo del aceite combustible es similar al de Puerto Rico.

De unas rentas totales de 40 millones de dólares percibidos el año fiscal 1959-60, el sobrante líquido, después de deducir los gastos de operación, gastos de depreciación, costo de la deuda y otras obligaciones contractuales, ascendió a 946 000 dólares. Se ve pues que la Autoridad ha conseguido vender al costo en cumplimiento de la ley y ejercer el cuidado necesario para operar normalmente sin déficit, lo que obliga a funcionar con un alto grado de eficiencia.



## EL SISTEMA DE ENERGÍA DE TRINIDAD

por *Kenneth W. Finch* \*

### *Introducción*

La Isla de Trinidad, que tiene una superficie de 1 864 millas cuadradas, está ubicada 10° al norte del Ecuador y a sólo 9.4 millas de distancia de la costa de Venezuela. La ciudad principal, Puerto España, tiene una población de 121 150 habitantes y la que le sigue en importancia, San Fernando, ubicada a 25 millas de distancia, tiene 39 800 habitantes. En 1959, la población total de la isla era de 788 600 habitantes.

La electricidad fue introducida en Puerto España a comienzos del presente siglo por un grupo local de hombres de negocios. En 1901, la empresa fue adquirida por un canadiense, que posteriormente hizo entrega de ella a la Trinidad Electric Company Limited. La concesión de la empresa expiró en 1937, fecha en que sólo se contaba con electricidad en la ciudad de Puerto España y sus alrededores inmediatos. La responsabilidad de la generación y distribución de energía eléctrica quedó en manos de la Junta de Electricidad de Trinidad (*Trinidad Electricity Board*) que representaba a la municipalidad y otras autoridades. En 1946 se encargó a la municipalidad de la distribución de la energía dentro de los límites de la ciudad, haciéndose responsable a la Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago de la generación de la energía eléctrica para suministro público y además de la distribución total, excepto en la ciudad de Puerto España y el distrito de San Fernando. El distrito de San Fernando mantuvo en funcionamiento una central diesel desde 1923 hasta 1954. En este año fue vendida a la Comisión y empleada como central de carga máxima hasta 1957, en que fue retirada de servicio activo. San Fernando adquiere actualmente en bloque su cuota de consumo de parte de la Comisión.

Se analiza aquí la historia del desarrollo de la industria abastecedora de energía entre 1936 y 1960.

### *1. Ritmo de aumento del suministro de electricidad para consumo público*

En el período comprendido entre 1937 y 1943 el número de unidades generadas al año aumentó de 4.4 millones a 24 millones, lo que representa una tasa anual de crecimiento bastante regular del 32.7 por ciento. La insuficiencia de maquinaria, por efecto de la guerra, obligó a racionar el consumo de electricidad desde mayo de 1942 a mayo de 1944. Como sucede siempre con el racionamiento, éste no tuvo grandes efectos sobre las ventas de energía durante el primero año, pero durante

muchos años después de su aplicación el ritmo de aumento disminuyó de 32.7 por ciento a 10.9 por ciento. También contribuyó a retardar el ritmo de crecimiento, la escasez de artefactos eléctricos que hubo después de la guerra. El racionamiento unido a la escasez de artefactos eléctricos creó entre el público un estado de ánimo adverso al empleo de la electricidad. Para contrarrestarlo, la Comisión comenzó a hacer propaganda en 1952, introduciendo al mismo tiempo tarifas de estímulo. La *Government's Aid to Pioneer Industries Ordinance*, dictada en abril de 1952, dio origen a un programa de introducción de industrias livianas. El efecto combinado de estas medidas fue producir un aumento de la generación de energía a una tasa anual de 18.2 por ciento. Desde entonces se ha mantenido este porcentaje que refleja el resurgimiento general permanente de la actividad económica. Se han representado estos cambios en el gráfico I. El factor de carga anual ha subido de 54.4 por ciento, en 1950, a 60.5 por ciento, en 1959.

La Comisión abastecía a 6 613 consumidores cuando inició sus actividades en 1946; esta cifra aumentó a 15 400, en 1952, y a 54 875, en junio de 1960. Al terminar el año 1959, había 80 200 establecimientos en Trinidad que empleaban electricidad, incluyendo las municipalidades y las compañías petroleras. Al 31 de diciembre de 1952, la red de la Comisión tenía una extensión de 580 278 millas de líneas aéreas, que aumentó en 1 455 millas hasta diciembre de 1959.

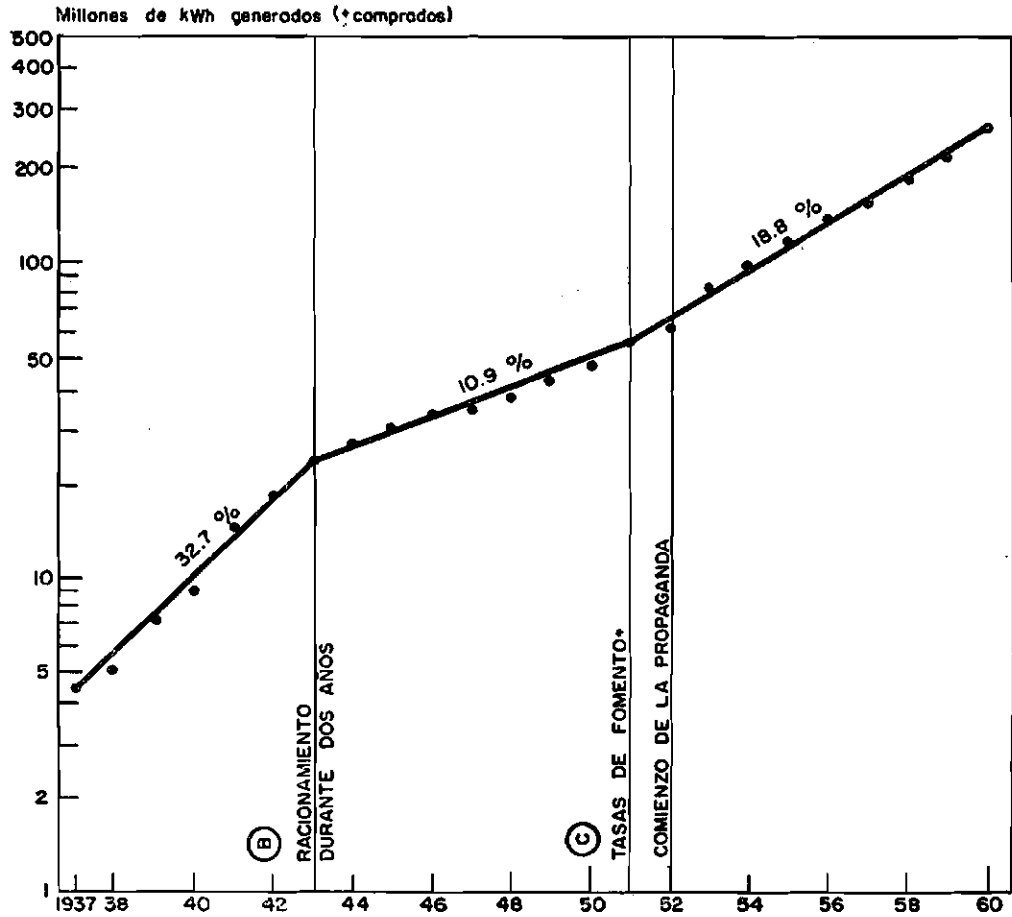
### *2. Maquinaria generadora actual*

El gráfico II representa la demanda máxima horaria de cada año a partir de 1948, así como la capacidad instalada y la capacidad firme (definida como la demanda que se puede abastecer con el total de unidades en servicio), a partir de 1940. En dicho gráfico podrá apreciarse que en numerosas ocasiones la demanda máxima real excede a la capacidad firme. No obstante, ha sido posible abastecer esta demanda sin interrumpir el suministro, estableciendo acuerdos con tres propietarios particulares de centrales generadoras auxiliares para que tengan sus centrales disponibles durante los períodos de máxima de la Comisión, en coordinación con el programa de reparaciones y mantenimiento de la Comisión. A veces ha sido necesario reducir la carga bajando el voltaje en los momentos de demanda máxima. A medida que el sistema se amplía, es cada vez más difícil suplir en esta forma la insuficiencia temporal de la central, porque la política de la Comisión es estimular a las industrias nuevas a que dependan

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.02.

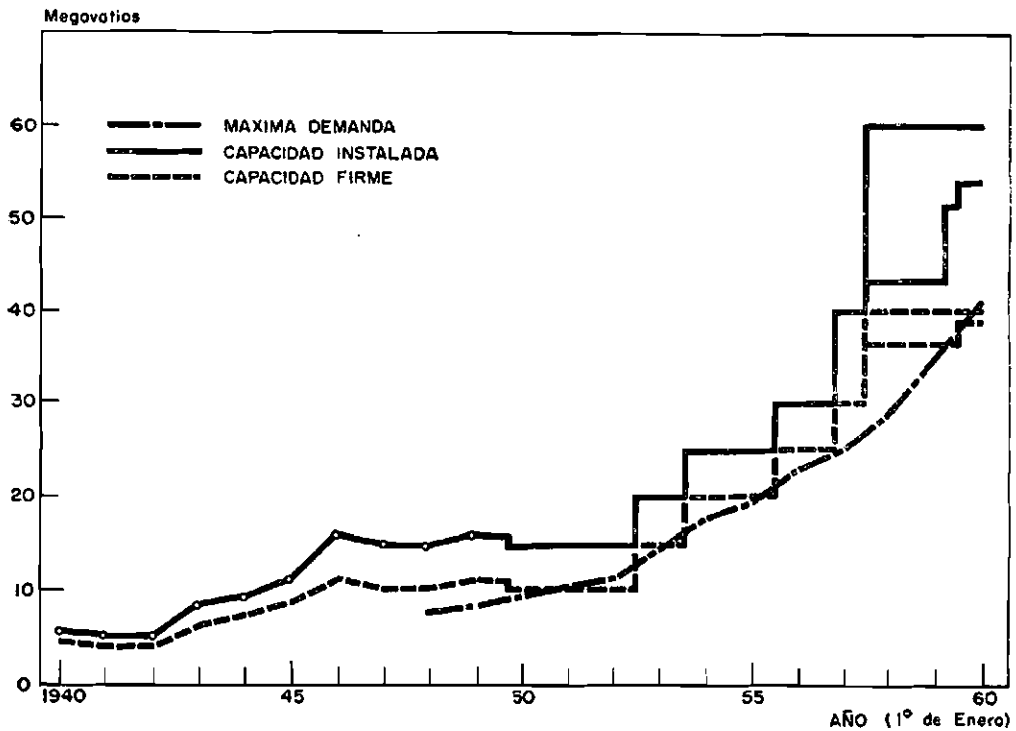
**Gráfico I**  
**TRINIDAD: AUMENTO DE ELECTRICIDAD PARA**  
**DISTRIBUCIÓN PÚBLICA**

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



**Gráfico II**  
**TRINIDAD: MÁXIMAS DEMANDAS Y CAPACIDAD**  
**GENERADA**

ESCALA NATURAL



exclusivamente de ella para el suministro de su consumo eléctrico total. Todas las centrales auxiliares disponibles están funcionando desde antes de que la Comisión estuviera en condiciones de abastecer el consumo en general. Estas centrales auxiliares son tres diesel de 1 000 kW, 800 kW, y 2 800 kW, respectivamente.

En un comienzo, la única central de la Comisión estaba situada dentro de los límites de la ciudad de Puerto España, lo suficientemente cerca del puerto como para emplear agua salada para el proceso de condensación y abastecerse de combustible transportado en barcazas y bombeado a la central. La central de Puerto España producía energía eléctrica generada por vapor y por motores diesel y continuó abasteciendo una red en proceso continuo de expansión. El primer grupo de 5 megavatios y la primera caldera pedidos para la nueva central Penal, fueron instalados en la de Puerto España como medida de emergencia, ya que poner en servicio el grupo era más rápido que instalar la nueva central. El equipo entró en carga comercial en julio de 1952.

Entre 1954 y 1956 se modernizó la central de Puerto España. Un nuevo interruptor principal de capacidad de ruptura igual a 250 megavoltios-amperes se instaló en un nuevo tablero de control, las bombas de alimentación se agruparon en un espacio especial destinado a ellas y los interruptores auxiliares se centralizaron en una nueva sala auxiliar de control. En un comienzo, las bombas de alimentación y los dispositivos auxiliares de conexión estaban dispersos en toda la central. Se instalaron receptores de vapor para permitir que cualquier caldera alimentara cualquier turbina. Se instaló una sala de control con aire acondicionado en la galería donde anteriormente estaba ubicado el interruptor principal. Todas estas transformaciones se hicieron estando la estación bajo carga y sin interrumpir el abastecimiento normal de energía eléctrica.

En noviembre de 1956 entraron en servicio en la Central un turbo-alternador de 10 megavatios y una caldera adicional. Esta central funciona a 3 600 r.p.m., con vapor, a 400 libras/pulg<sup>2</sup> y 750° F.

Ya en 1946 se había decidido que se justificaba la construcción de una segunda central hidroeléctrica en la zona petrolera ubicada en el sur, que emplearía como combustible el gas conducido por medio de cañerías desde un yacimiento petrolero. También se pensó que una central ubicada en este lugar suministraría parte de la electricidad requerida por los yacimientos petroleros. Los trabajos de construcción se iniciaron en 1950, teniendo la central una capacidad inicial de 10 megavatios, que posteriormente se aumentaría a 30 megavatios. La central se planeó para que generara a 6.6 kV y para funcionar en las mismas condiciones de vapor que la Central de Puerto España, a fin de facilitar el intercambio de repuestos. El lugar elegido estaba situado cerca de los caminos y ferrocarriles, y sobre una napa que podía proporcionar agua para un sistema de enfriamiento de torre de condensación, que

provenía de cuatro pozos ubicados en los terrenos de la central (cuya extensión era de 50 acres) y también cerca de una central principal de recolección de gas natural que pertenecía a la Shell Oil Company. En 1951 se advirtió, incluso antes de instalar el primer grupo, que la capacidad final de la central sería mayor de lo que se había estimado. Se decidió, por tanto, transformarla en estación de 11 kV empleando un autotransformador para evitar tener que cambiar el interruptor principal de la central, dentro de los primeros dos o tres años de funcionamiento. El primer grupo de 5 megavatios entró en servicio en 1953, y el segundo, que generaba a 11 kV, entró en carga comercial en 1955. La Central de Puerto España se enlazó con la de Penal mediante una línea aérea de 66 kV que también se empleaba para atender el suministro de cinco subestaciones de 66/12 kV ubicadas a lo largo de ella.

El análisis de la capacidad generadora total de la central demostró que, aunque el grueso de las necesidades de energía aún estaba ubicado en el norte de Trinidad y esta situación permanecería inalterada por muchos años, era más económico abastecer estas necesidades generando la energía en Penal, y transmitiéndola al norte, que conducir el gas natural al norte a través de un gasoducto y convertirlo en electricidad en Puerto España. Por consiguiente se decidió instalar por lo menos dos grupos de 20 megavatios en la central de Penal, el primero de los cuales entró en servicio en mayo de 1957. Para abastecer las mayores necesidades de agua del sistema de torre de enfriamiento, fue necesario excavar cuatro nuevos pozos a mayor distancia de la central. El costo por galón de este proyecto demostró que resultaría más barato obtener el agua necesaria para el enfriamiento del segundo grupo de 20 megavatios, y para el tercero que se planeaba instalar, mediante un plan de almacenamiento de agua bombeada. Las investigaciones realizadas por la firma asesora Howard Humphrey & Sons demostraron que el río Coora, que corría por el sitio donde estaba ubicada la central, podía abastecer el agua. Se encontró un lugar adecuado para el embalse de almacenamiento a más o menos 1 ½ millas de distancia de la central. Se efectuaron los trabajos de construcción y en septiembre de 1960 entró en servicio el segundo grupo de 20 megavatios, junto con el sistema de agua para este grupo y el tercero de 20 megavatios.

Esta ampliación hizo necesario conectar un tablero de control de 33 kV al tablero original de 12 kV mediante un transformador unitario de 15 MVA, e instalar una segunda línea de 66 kV para el traspaso de energía al norte cuando se instaló el primer grupo de 20 megavatios. Este circuito era de transmisión directa. Para dar mayor flexibilidad se construyó una subestación principal de 66 kV con un anillo alimentador en Trinidad Central, cerca de San Fernando y próxima a la ciudad petrolera de Pointe-à-Pierre. Las tres subestaciones primarias de 66/12 kV, que habían sido conectadas a la primera línea de transmisión de 66 kV mediante fusibles de alto voltaje, comenzaron a ser

alimentadas mediante alimentadores radiales desde la subestación de 66 kV. Se está construyendo una conexión de 132 kV de 50 mW de capacidad como parte de la ampliación del segundo y tercer grupo de 20 megavatios.

### 3. Las centrales generadoras en el futuro

En 1959 se comenzó a hacer otro análisis para determinar si debería hacerse la próxima ampliación, que se necesitaría en 1963. Se descubrió que la demanda habría aumentado tanto en el norte de Trinidad en 1965, que en esa fecha resultaría más económico enviar gas natural desde Puerto España por medio de un gasoducto y generar la electricidad necesaria para abastecer las necesidades del norte en la central de Puerto España. Por tanto, se decidió aprovechar un sitio vecino a esta central, que en la actualidad pertenece a la *Corporation Electricity Board* de Puerto España. En este sitio se podrían instalar dos grupos de 50 megavatios y dos de 60 megavatios, para cuyo enfriamiento se podría emplear agua del mar instalando cañerías o acueductos a lo largo del accidentado terreno que hay entre la central y el puerto. Las condiciones de vapor serán 900 libras/pulg<sup>2</sup> a 900° F. El sistema de 132 kV que se había construido con el objeto de transmitir un máximo de 50 megavatios del sur al norte, y que formaba parte de la ampliación de Penal, se usaría entonces para permitir que cada una de las dos centrales trabajase como auxiliar de la otra, aunque en general se produciría la energía necesaria para abastecer las necesidades del norte en el norte y les del sur en el sur.

La modalidad de la expansión de la planta después de la instalación de los dos grupos de 50 megavatios en la central de Puerto España dependerá del crecimiento relativo de la demanda de electricidad en la parte norte y sur de Trinidad.

Se han hecho los planes preliminares para la instalación de dos grupos de 50 o 60 megavatios en la actual central de Penal. Esto exigiría otro plan para el almacenamiento de agua bombeada para el enfriamiento. Mediante un estudio inicial se había encontrado la ubicación adecuada para el embalse de almacenamiento superior a las necesidades totales de la central, pero las instalaciones de bombeo que extraerían el agua de varios ríos se podrían construir a medida que se necesitara el agua. Este plan también contribuiría al desarrollo agrícola de esa zona del sur que hoy día está expuesta a las inundaciones. Podría ser ventajoso desde el punto de vista económico realizar la primera parte del plan de almacenamiento antes de ampliar la planta, para obviar la necesidad de continuar manteniendo en funcionamiento los ocho pozos, que producen 400 000 galones al día, que se requieren para la planta inicial de 30 megavatios instalada en la central.

### 4. Costo del sistema

La instalación inicial de Penal resultó cara, porque incluía el despeje del terreno, la construcción de una red caminera, montaje de una maestranza y adquisición de equipo auxiliar para una central de mayor tamaño. Cada ampliación, al hacer mayor uso de las instalaciones primitivas, ha contribuido a disminuir sucesivamente el precio por kilovatio instalado. En 1961, cuando la planta instalada sea de 70 MW el costo total será de 271 dólares por kilovatio.

El cuadro siguiente muestra el costo total y el costo por kilovatio del sistema conjunto de ambas plantas. También indica las fechas de autorización, pedido y puesta en servicio de las diversas ampliaciones.

**CUADRO CRONOLÓGICO Y DE COSTOS DE LAS DIVERSAS AMPLIACIONES**  
(Dólares de las Indias Occidentales; la unidad a 4/2 de moneda esterlina)

Grupos	Costo total de la ampliación	Costo por kW de ampliación	Costo total de la central (excluida la residencia)	Costo por kW por central	Fecha de autorización	Fecha de pedido	Fecha de puesta en servicio	Observaciones
<i>Pend</i>								
Nº 1 5 000 kW . . . . .			3 120 738	624		Abr. 1949	Jul. 1953	Incluye la represa, caminos, maestranza y despeje de terreno.
Nº 2 5 000 kW . . . . .	932 372	187	4 053 110	405		Nov. 1949	Juni. 1955	
Nº 3 20 000 kW . . . . .	4 132 506	207	8 185 616	273	Jun. 1953	Dic. 1953	Mayo 1957	
Nº 4 20 000 kW . . . . .	10 768 000	270	18 953 616	271	Jul. 1957	Dic. 1957	Sept. 1960	Incluye 1 068 000 dólares de las Indias Occidentales para el sistema del bombeo de agua.
Nº 5 20 000 kW . . . . .					Nov. 1958	Jun. 1959	Oct. 1961	
<i>P.O.S. "A"</i>								
14 900 kW . . . . .			3 375 247	227				Costo de maquinaria desde 1939 a 1945. Capacidad instalada.
Nº 9 5 000 kW . . . . .	1 430 108	286	4 805 355	241		Abr. 1949	Jun. 1952	El costo de ampliación incluye un acueducto de valor de 260 000 dólares de las Indias Occidentales que también sirve al grupo de 10 mW.
Nº 10 10 000 kW . . . . .	2 711 256	271	7 516 611	251		Mar. 1953	Oct. 1956	Incluye el nuevo tablero de control para la estación.
<i>P.O.S. "B"</i>								
Nº 1 50 000 kW . . . . .			31 445 000	314	Dic. 1959		Sept. 1963	Incluye 7 200 000 dólares de las Indias Occidentales correspondientes a obras civiles y el aprovisionamiento de agua para el enfriamiento de 200 MW.
Nº 2 50 000 kW . . . . .							Sept. 1964	

## CONSUMO, PRODUCCIÓN Y POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL URUGUAY

por Ramón Oxman \*

El cuadro energético del Uruguay señala que aproximadamente cada diez años se duplican sus consumos eléctricos. Esta afirmación tiene enorme importancia, por cuanto se trata de un país de posibilidades muy limitadas en fuentes naturales de energía.

Los distintos estudios realizados en el subsuelo señalan la ausencia de combustibles minerales y líquidos, lo que establece la necesidad de importarlos totalmente. Además, al carecer el territorio de grandes elevaciones, su potencial de energía hidráulica es reducido. No obstante, la fuente hidroeléctrica se ha desarrollado intensificando permanentemente los recursos, acompañando esta técnica con centrales térmicas complementarias.

En los países altamente desarrollados se comprueban consumos eléctricos que oscilan entre 2 000 y 6 000 kWh por habitante y por año, índice demostrativo del desenvolvimiento de los sectores secundario y terciario y de la comodidad que se deriva del uso de energía eléctrica en el ámbito urbano y rural.

Se considera que el consumo de 1 000 kWh por habitante, constituye el mínimo acorde con las exigencias del desarrollo económico. Los países de América del Sur presentan consumos inferiores al mínimo expuesto, correspondiendo el mayor valor a Chile con 640 kWh por habitante (de hecho es más reducido por cuanto una gran parte de la energía consumida lo es en las minas); sigue Venezuela con 580 kWh. El Uruguay alcanzó en 1958 (último año de producción normal) un consumo neto de energía de 435 kg de petróleo y de 363 kWh de electricidad por habitante. No obstante, corresponde establecer que la desigual distribución de la población y de la energía en el país, implica un consumo mucho más elevado en los sectores urbanos (aproximadamente 1 800 000 personas) y consumos muy bajos en los sectores suburbanos y rurales (aproximadamente un millón de personas).

El consumo por sectores económicos indica que los sectores esencialmente productivos —industria, agro y transportes correspondientes— tienen una participación menor en términos relativos. Por el contrario, los consuntivos —doméstico, comercial y sus transportes— acusan una marcada tendencia al aumento, tanto en valores absolutos como en términos relativos.

Estas conclusiones son contrarias a las que deben apreciarse en los países en vías de desarrollo, en los que se anota que el consumo destinado a las actividades productivas, especialmente de la industria y los transportes, adquiere cada vez mayor preponderancia. En el Uruguay, en cambio, el consumo de energía se

correlaciona con el estado de su economía, estancada en los sectores primario y secundario, y excesivamente desarrollada en el sector servicios.

La participación de las distintas fuentes energéticas señala un predominio creciente de la energía eléctrica. Esta situación ha permitido sustituir consumos tradicionales (leña, carbón de leña, carbón mineral, etc.) e intensificar el proceso de electrificación del país.

Por su parte, la importación de combustibles líquidos y sólidos denota:

a) Disminución constante de las importaciones de carbón mineral, y aumento paralelo en las de combustibles líquidos.

b) Sustitución en las importaciones de derivados del petróleo (productos elaborados), por petróleo crudo para su industrialización en el país.

c) Gran influencia de los factores externos sobre las importaciones, con la consiguiente reducción de los abastecimientos.

La disminución en las importaciones del carbón mineral y su menor participación en el consumo, se debe a las ventajas que ofrecen los combustibles líquidos, de manejo más cómodo y económico. A este respecto se ha operado una rápida transformación. Mientras que en la década de los treinta el carbón constituía aproximadamente el 50 por ciento de los combustibles importados, en la década siguiente se redujo al 15 por ciento, y en la actualidad es apenas el 9 por ciento.

Con relación a los combustibles líquidos, cabe señalar que la política seguida por el monopolio ANCAP, ha permitido ir reduciendo las importaciones de productos elaborados, tales como *fuel oil* y *diesel oil*, nafta, kerosene, etc. y reemplazarlos por petróleo crudo que es industrializado con grandes ventajas. La empresa mencionada refinó el petróleo desde 1937 con unidades de *cracking* térmico, habiendo inaugurado en 1961 una unidad utilizable por el sistema de *cracking* catalítico.

Se han establecido los lineamientos generales de la política energética hasta el año 1970. Las estimaciones partieron del supuesto, confirmado por la experiencia, de que las previsiones de la demanda no se verán limitadas por la oferta.

a) En el sector combustibles, se ha considerado que en las condiciones actuales el ANCAP está en situación de satisfacer la demanda, propugnando la adición de equipos y mejoras complementarias de las instalaciones existentes.

b) En el sector electricidad, se realiza una proyección de la demanda sobre la base de la tendencia histórica, afectada por un coeficiente de correlación que

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.01a.

tiende a adecuar las expectativas a la situación económica y social imperante en el país.

Los equipos necesarios para satisfacer los requerimientos de la demanda en el sector electricidad, se plantearon en diversas alternativas: 1) no se consideró rentable la reposición de las unidades térmicas de bajo rendimiento, por el reducido número de horas de utilización que les corresponde y por prestar un servicio de reserva y punta de corta duración como complemento de la generación hidráulica; 2) tampoco se consideró rentable la posibilidad de aumentar la potencia de garantía de las centrales hidráulicas existentes; 3) se consideró conveniente la construcción de nuevas centrales térmicas convencionales, en particular centrales con turbinas de vapor y de gas, admitiéndose la posibilidad de instalar centrales diesel en lugares alejados, pero haciéndose notar que el mayor costo de generación dificulta esta solución; 4) se consideró conveniente la construcción de una central hidroeléctrica, de características equivalentes a la Usina de Paso del Puerto, por no estar efectuados los estudios finales; 5) en virtud de que esta enunciación abarca las previsiones del período estudiado, se consideró que a partir de entonces la potencia complementaria podrá satisfacerse en parte con energía nuclear.

En estas condiciones, las inversiones requeridas para atender las necesidades de equipos serían de 1 450 000 dólares en el sector combustibles y de 160 millones de dólares en el sector electricidad (de los cuales 110 millones en divisas).

Tanto para la obtención de los fondos extranjeros

como nacionales, se impone una financiación por parte de organismos internacionales, en virtud de que cifras de esa magnitud no pueden ser cubiertas por el balance de pagos corriente ni con la moneda nacional en circulación. Admitiendo la posibilidad de que las divisas sean obtenidas del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, el Banco Interamericano de Desarrollo o alguna otra institución, sería necesario buscar de inmediato una vía de financiamiento para los costos locales, ante el peligro de que los planes no se pongan en marcha o sufran una sensible demora.

En general, se aprecia que los organismos planificadores de la política energética, han realizado sus previsiones por separado, ajustándose a consideraciones técnicas, demográficas y económicas propias, sin una visión de la economía en su conjunto. Un análisis sistemático y permanente requiere una coordinación de los organismos rectores del sector energía. Recuérdese que las distintas fuentes, dentro de ciertos límites son sustituibles, motivo por el cual la política de disponibilidades y precios podría influir decisivamente en la estructura del consumo.

Si lo anterior se lograra, sería posible:

a) Elevar el escaso consumo de energía en ciertos sectores.

b) Evitar los bajos rendimientos con que se aprovecha la energía.

c) Explotar los recursos potenciales en forma intensa, rápida y económica.

d) Reducir la escasez de recursos financieros y la presión sobre el balance de pagos.

## SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS ESTADOS UNIDOS

por Philip A. Fleger \*

### Introducción

Este informe trata de la situación de la industria de la generación eléctrica en los Estados Unidos, con referencia especial al sector propiedad de los inversionistas, es decir a las compañías de generación eléctrica financiadas en el mercado libre sin ayuda de fondos del gobierno.

El total de la industria de la generación eléctrica en los Estados Unidos, abastece a alrededor de 59 millones de clientes. Un 77 por ciento de éstos están servidos por las compañías de electricidad de propiedad privada. El 23 por ciento está abastecido por diversos organismos y cooperativas de energía eléctrica, financiados por el gobierno. Además, existen ciertas plantas industriales y otros grandes consumidores de electricidad que se autoabastecen, produciendo alrededor del 10.5 por ciento de toda la energía eléctrica generada en los Estados Unidos.

Hay en los Estados Unidos unas 400 compañías de inversionistas, y aunque cada una de ellas constituye una entidad separada, todas trabajan en estrecha relación, en su esfuerzo por resolver sus problemas del modo más económico y eficaz. Uno de los medios más importantes con que cuentan para desarrollar y facilitar dicha cooperación es el Instituto Eléctrico Edison.

El *Instituto Eléctrico Edison* es una asociación comercial nacional, organizada en 1933. Proporciona un foro donde los intereses en la generación de energía eléctrica se reúnen para discutir los progresos en la materia. A medida que se crean nuevos dispositivos y técnicas para mejorar los servicios eléctricos, se dan a conocer a todas las compañías, por medio de los comités del Instituto. En la actualidad hay unos 75 comités y grupos que abarcan muchas fases de operación de la generación eléctrica. Unas 2 000 personas de las principales interesadas en esta industria, trabajan en los comités.

### 1. La industria eléctrica en los Estados Unidos en 1960

De acuerdo con los cálculos preliminares, la industria eléctrica total de la nación, generó más de 752 000 millones de kWh de electricidad en 1960. Cerca del 77 por ciento de dicho total fue producido por las compañías privadas y el 23 por ciento por organismos y cooperativas financiados por el gobierno. Los productores industriales generaron otros 87 500 millones de kWh y unos 4 500 millones de kWh fueron impor-

tados, dando un total aproximado de 845 000 millones de kWh de energía eléctrica disponible.

El uso de la electricidad en el país ha tenido una tasa media de crecimiento a largo plazo del 7.15 por ciento compuesto anual. Esta tasa de crecimiento es algo más del doble de la tasa de crecimiento del producto nacional bruto. El desarrollo de la industria de la generación eléctrica en los Estados Unidos desde la segunda guerra mundial presenta una tasa media de 8.6 por ciento.

Como en la mayoría de los países, la electricidad apareció primero en las áreas más densamente pobladas de los Estados Unidos. Con el desarrollo de la tecnología de la transmisión, las pequeñas plantas aisladas se cerraron en favor de las grandes estaciones centrales que abastecían a un gran número de ciudades y de pueblos. Entonces, diversas compañías de energía eléctrica empezaron interconectando sus sistemas de transmisión, lo que produjo las grandes empresas de energía eléctrica interconectadas, que abarcan ahora casi todo el país. Los servicios eléctricos están hoy al alcance de casi todos los hogares, granjas, negocios e industrias en las cantidades que desean. Aproximadamente el 51 por ciento de los clientes rurales está servido por cooperativas eléctricas rurales, financiadas por la Administración de Electrificación rural, y el 43 por ciento por compañías de inversionistas. Las cooperativas eléctricas rurales compran aproximadamente el 38 por ciento de su energía a las compañías de inversionistas.

#### a) Evolución del sistema interconectado

Hoy día la mayoría de las compañías tienen sus sistemas conectados unos con otros, con distintos grados de integración. En algunos lugares participan siete, ocho o más compañías, las cuales han construido sus plantas de energía y sus líneas de transmisión para obtener el ahorro máximo en todo el sistema. En estos sistemas integrados hay un despachador central de carga que efectúa cada hora la carga más económica de todas las plantas generadoras participantes. En algunos casos un equipo electrónico opera el sistema.

Aunque la demanda se ha duplicado cada 10 años, la capacidad generadora se ha mantenido muy por encima de ésta. (Véase el gráfico I.)

Se han utilizado unidades generadoras cada vez más grandes, con temperaturas y presiones mucho más altas. (Véase el gráfico II.)

Se han desarrollado y puesto en servicio líneas transmisoras con voltajes cada vez más altos totalizando

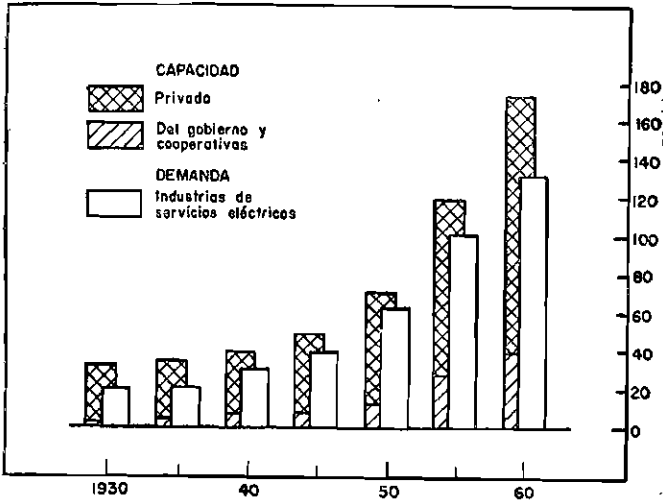
\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.07a.



**Gráfico I**

**COMPARACIÓN DE CAPACIDAD Y DEMANDA EN LA INDUSTRIA, 1930-60**  
(Millones de kW)

ESCALA NATURAL



NOTA: Con exclusión de Alaska y Hawaii.

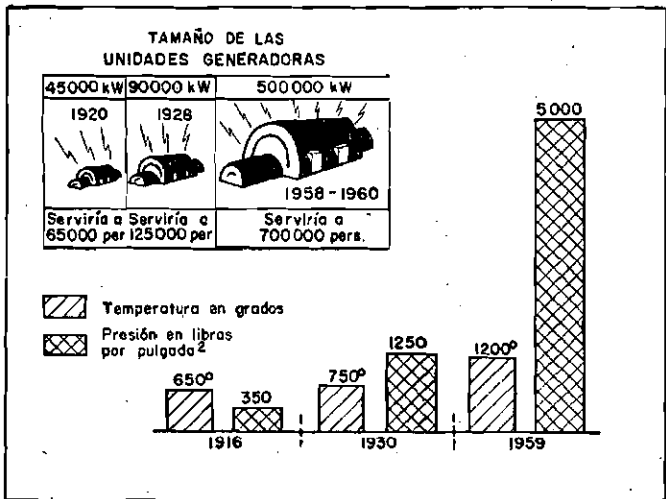
364 000 millas en 1959, en comparación con 247 000 en 1950 y 182 000, en 1940. El voltaje más alto en uso es de 460 kV contra 345 kV en 1956. En la actualidad se están investigando voltajes extraordinarios como los de 750 000 voltios.

El amplio desarrollo de sistemas integrados con mayores unidades generadoras ha traído beneficios económicos importantes. Los gastos anuales de construcción por kW de capacidad adicional han sido casi constantes en los últimos 10 o 15 años, pese a la subida de los costos de material y trabajo. La relación entre el Índice Handy-Whitman para costos de construcción y el costo por kW se encuentra en el gráfico III.

Como era de esperar ha habido también un pro-

**Gráfico II**

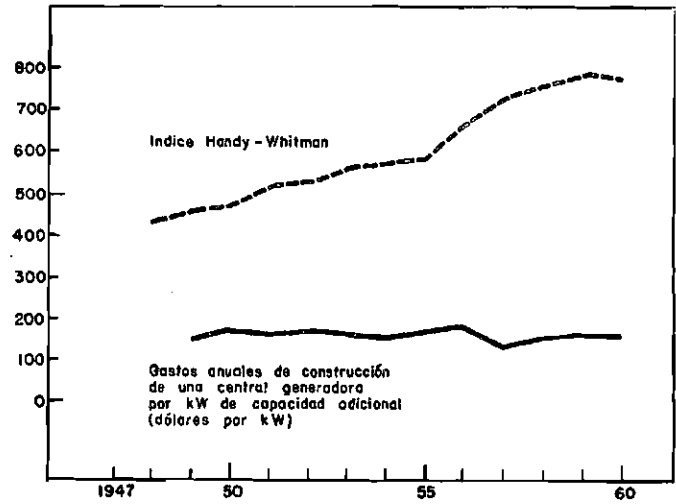
**TEMPERATURA Y PRESIÓN DE VAPOR**



**Gráfico III**

**COSTO POR kW E ÍNDICE HANDY-WHITMAN, 1947-60**

ESCALA NATURAL



greso en el ahorro de combustible aprovechándose su eficacia el doble en los últimos 20 años.

Como en otros países, estos progresos generales han hecho posible mantener a un nivel bajo, e incluso reducir, el precio total de la electricidad para el cliente, pese al alza general del costo de la vida. (Véase el gráfico IV.) El precio del servicio residencial ha disminuido incluso más.

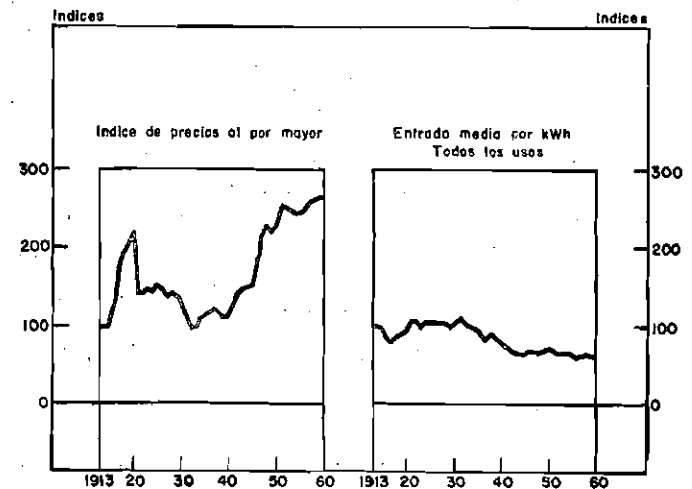
Entre los factores que han contribuido a este hecho están la mayor eficacia en la construcción y operación, el aumento en las ventas, el aumento de diversidad y del factor de carga, y la buena reglamentación gubernamental.

Los proyectos de energía del gobierno están financiados, en su mayor parte, con fondos gubernamenta-

**Gráfico IV**

**PRECIOS REGISTRADOS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 1913-60**  
(Indices 1913 = 100)

ESCALA NATURAL



les sin interés, o con tasas de interés muy por debajo del habitual en el mercado libre, estando exentos del pago de los impuestos federales sobre la renta. La diferencia entre la eficiencia general de la operación de las compañías de inversionistas y de los proyectos del gobierno es mínima o incluso nula. Las menores tasas de los proyectos del gobierno reflejan simplemente la diferencia en el costo del dinero y los impuestos. Claro que estas diferencias quedan compensadas por el contribuyente.

#### b) *Desarrollo de la energía nuclear*

Como en todas partes, la energía nuclear ha estado pasando en los Estados Unidos por las fases de investigación y desarrollo. Los primeros experimentos nucleares se iniciaron en la segunda guerra mundial, patrocinados por el gobierno. En 1954, los organismos no gubernamentales, como los productores privados de energía eléctrica, recibieron autorización para intervenir en el desarrollo de la energía nuclear. En 1960 había 129 compañías de esta índole que participaban en 24 proyectos, con una capacidad eléctrica eventual de unos dos millones de kW, y cuyo programa de desarrollo nuclear supone a dichas compañías, gastos de unos 700 millones de dólares. Se espera que dentro de unos cinco años se dispondrá de energía nuclear económica y competitiva en las regiones donde el combustible es muy costoso. La Pacific Gas & Electric Company, construirá en San Francisco, California (50 millas al norte de dicha ciudad) una planta nuclear de 325 000 kW.

Esta instalación, llamada *Bodega Bay Atomic Park*, será una planta reactiva de agua hirviente, construida por la compañía sin ayuda gubernamental, con la idea de que la energía nuclear compita con la energía generada por combustibles fósiles.

#### c) *Importancia de las ventas*

La industria de la energía eléctrica en los Estados Unidos se ha caracterizado siempre por su venta progresiva. Las compañías de electricidad y anexas, los fabricantes de aparatos y enseres eléctricos, los distribuidores y comisionistas efectúan vigorosas campañas de venta. Se cree que esto ha sido un factor importante en la promoción del servicio, con el aumento consiguiente en la diversidad y el factor carga. La consecuencia ha sido un aprovechamiento cada vez mayor de la inversión, lo que ha permitido reducir el precio.

En 1915, alrededor del 95 por ciento de la electricidad utilizada en los hogares se aplicaba a la iluminación. En 1959, aunque el uso medio para cada usuario residencial era casi 13 veces mayor que en 1915, el 22 por ciento de la electricidad de uso doméstico se aplicaba a la iluminación y el 78 por ciento a otros fines.

El mercado de la electricidad está creciendo continuamente. Se están creando nuevos artefactos a una tasa media de 1 ½ anual. Es decir, que hoy día se uti-

lizan quince aparatos nuevos que se desconocían hace 10 años, y que en otros 10 años habrá otros 15 instrumentos nuevos.

Los establecimientos comerciales y las industrias utilizan ahora ampliamente esta eficaz y flexible forma de energía.

La disponibilidad de electricidad abundante y a bajo costo, ha sido uno de los importantes factores del desarrollo de la producción mecánica en los Estados Unidos. Casi el 98 por ciento del trabajo realizado en nuestro país se hace mecánicamente. En 1960 cada trabajador fabril dispuso de energía eléctrica equivalente a la energía de 429 hombres ayudándole en su tarea. Cuanta más maquinaria tengamos en producción, más podremos producir y más bajo será el costo de producción. Esta reducción de precios permite al trabajador comprar más, aumentar así su salario real y elevar su nivel de vida. La experiencia demuestra que el número de empleos disponibles aumenta con el uso de las máquinas.

Ahora que casi todas las granjas disponen de electricidad, estamos experimentando una mecanización gradual de nuestros procesos agrícolas. Esta revolución no es distinta a la revolución industrial, provocada por la electrificación y mecanización de la industria. La mecanización de la agricultura permitirá la producción de más productos agrícolas a precios cada vez menores.

Promoviendo una mayor utilización de la electricidad en el hogar, en la granja, en los negocios y en la industria, se consigue un equilibrio de la carga, junto con la mejora de la diversidad y del factor carga. Esta diversificación contribuye también a una mayor estabilidad de las ganancias, permitiendo así a las compañías atraer nuevo capital a las menores tasas de interés posible.

Para que las cargas conserven su equilibrio es necesario un esfuerzo constante. Por ejemplo, el uso de aparatos acondicionadores de aire ha crecido en una proporción rápida, especialmente en las regiones cálidas del país. Sin la carga del uso de estos aparatos la máxima anual normal se da en noviembre y diciembre. En las regiones cálidas la carga provocada por su uso, junto con toda la carga enfriadora, puede llegar de 1/4 a 1/3 de la carga total. Las compañías están estimulando ahora vigorosamente la calefacción eléctrica, para equilibrar las cargas de invierno y verano y contribuir a que no suba el precio de la electricidad.

A través del Instituto Eléctrico Edison las compañías de inversionistas están efectuando un programa, con la colaboración de los fabricantes de aparatos eléctricos, de promoción de ventas llamado "Viva mejor con electricidad". Las revistas nacionales publican anuncios explicando a los clientes todas las comodidades modernas disponibles y las ventajas que proporciona la electricidad.

En los Estados Unidos las compañías de gas están promoviendo activamente el uso del gas en los hogares, los negocios y la industria, lo que crea una fuerte competencia entre las compañías de gas y las compa-

nías de electricidad, que sirve de incentivo a cada grupo para buscar una mayor eficiencia y beneficio al consumidor.

Es posible que esta competencia entre abastecedores independientes de productos y servicios básicos, sea uno de los factores que contribuyen a sostener la alta capacidad productiva y el alto nivel de vida en los Estados Unidos.

#### d) *Investigación y desarrollo*

La industria eléctrica de los Estados Unidos dedica mucha atención a la investigación y al desarrollo, dando una medida del alcance y la magnitud de estos esfuerzos las cantidades gastadas. Los gastos totales de investigación efectuados por la industria eléctrica, incluyendo el campo de la energía nuclear, se acercan a 250 millones de dólares al año. Se ha calculado que en 1960 las compañías de servicio eléctrico gastaron más de 8 millones de dólares en investigaciones de ingeniería y otras, y 132 millones más en diversas fases de la investigación nuclear, y que los fabricantes han invertido entre 110 y 125 millones anuales en investigación sobre servicios eléctricos.

Pero las verdaderas dimensiones de la investigación efectuada por la industria no se revelan con exactitud en las sumas gastadas. Es difícil prever ahora el resultado futuro de dichas investigaciones.

Se está explorando la fusión nuclear como medio para generar electricidad. Se dedica mucha atención al campo de la conversión directa. Y para más adelante existe la visión de la energía prima, incluyendo la energía nuclear, convertida directamente en electricidad. Se están explorando muchos métodos para lograr esta meta, incluyendo los magnetohidrodinámicos, termoelectricos y termiónicos. Otro importante tema de estudio es el del almacenamiento de calor, lo que influiría en la generación y aprovechamiento de la electricidad. Si se encontrara un modo de almacenar calor durante cierto tiempo, podríamos suministrar energía para calefacción en las horas fuera de máxima, reduciendo así considerablemente el precio. La mejora en el factor carga, es aún una de las principales consideraciones que nos permitirán conservar precios bajos y disminuirlos más todavía.

En la actualidad las compañías de electricidad están experimentando el uso del radar para prever las tormentas y las heladas; están estudiando la acción de los rayos; aprendiendo a detener el crecimiento de los árboles sin perjudicar su salud ni su apariencia, a fin de reducir el costo de las podas necesarias para que los árboles no interfieran con los cables eléctricos.

#### e) *Reglamentación de las utilidades*

En los Estados Unidos, como en la mayor parte del mundo, las consideraciones económicas han dado origen al concepto de "único suministrador" en lo que se refiere a servicios públicos. Esto se debe sobre

todo a la gran inversión de unos 4.50 dólares en planta y equipo por cada dólar anual de *ingreso*, en comparación con unos 47 centavos de inversión por dólar de *ingreso* anual en los negocios manufactureros usuales. La duplicación del sistema de energía traería también la duplicación de esa elevada inversión sin aumentar los ingresos disponibles.

En los Estados Unidos suele confiarse en las leyes de la oferta y la demanda y la competencia para regular el precio de artículos y servicios manteniéndolos a un nivel razonable. Cuando existe una sola oferta para un producto o servicio, la reglamentación del gobierno se emplea para proteger los intereses de consumidores e inversionistas. La mayoría de los estados tienen una entidad estatal reguladora, a la cual incumbe la responsabilidad de garantizar un servicio adecuado a precios razonables y sin discriminación indebida. Los asuntos referentes a la circulación de energía en gran cantidad a través de las fronteras estatales se encuentra bajo la jurisdicción de la Comisión Federal de Energía. La Comisión de Acciones e Intercambio tiene facultades reguladoras respecto a la emisión de acciones.

La primera preocupación del organismo regulador consiste en garantizar un beneficio *justo*, y únicamente *justo*, sobre el *justo* valor de los bienes empleados en suministrar el servicio. De esta manera dicho organismo fija o aprueba las tarifas.

El organismo regulador no puede garantizar que los inversionistas recibirán un beneficio justo, por el riesgo inherente al negocio. Sin embargo, estos organismos comprenden que las grandes sumas de capital requeridas para construir plantas eléctricas se encuentran en el mercado libre. Los millones de norteamericanos que han ahorrado algún dinero tienen libertad para invertirlo o no en un negocio, y hay muchos negocios donde escoger. Los beneficios deben ser suficientes para atraer al nuevo capital que se requiere para construir instalaciones que sirvan las demandas cada vez mayores de los clientes.

El proceso ha marchado bien. Hay una abundante oferta de electricidad disponible, con amplias reservas; el servicio es bueno; el precio medio ha ido bajando, pese al costo creciente de la vida. Los beneficios sobre la inversión son del 5 al 6 por ciento.

#### f) *Financiamiento de las compañías de inversionistas*

El capital privado invertido en las industrias eléctricas es el 12 por ciento de la inversión total de capital en todos los negocios de Estados Unidos.

Los gastos de nuevas plantas y equipo representan una tasa de 3 200 millones de dólares anuales, la cual es sustancialmente mayor que la de otras industrias en el país.

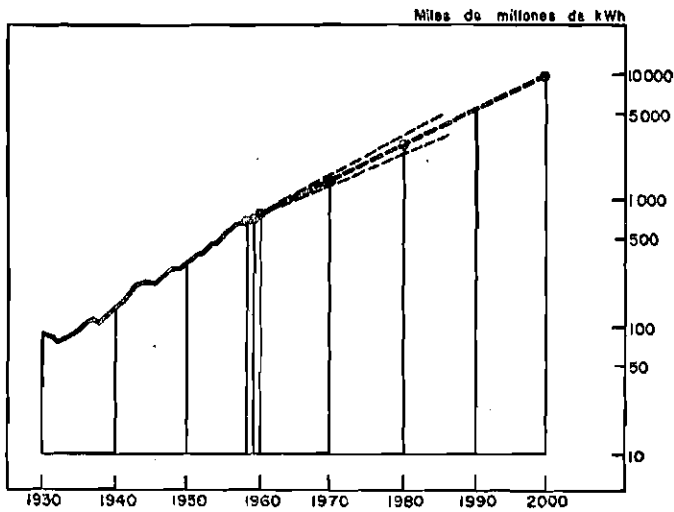
### 2. *Planes para el futuro*

El gráfico V muestra la trayectoria de la generación de energía eléctrica de la industria de servicios eléctricos.

**Gráfico V**

**ESTADOS UNIDOS: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1930-60 Y PROYECCIÓN HASTA EL AÑO 2000**

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



cos de 1930 a 1960, y un cálculo de la generación eléctrica hasta el año 2000.

El cálculo se hizo de dos maneras. Primero, cada compañía hizo su previsión individual, tomando en cuenta todas las condiciones locales. Simultáneamente, el personal del Instituto hizo otro cálculo considerando el Producto Nacional Bruto, los ahorros personales, etc. Se observó que era posible establecer correlaciones positivas. Por ejemplo, existe una relación entre el índice de producción industrial de la Junta de Reserva Federal y el uso de la electricidad por la industria, y también entre el ingreso personal y el uso de electricidad residencial. La previsión del Instituto se fundó en estas correlaciones, siendo apenas discernible la diferencia entre ambos cálculos.

Los totales actuales de los planes de las compañías para el desarrollo, así como el estudio de las tendencias nacionales realizado por el Instituto, indican que para el año 2000 el producto total de energía en los Estados Unidos, será probablemente de unos 6 a 10 billones de kWh.

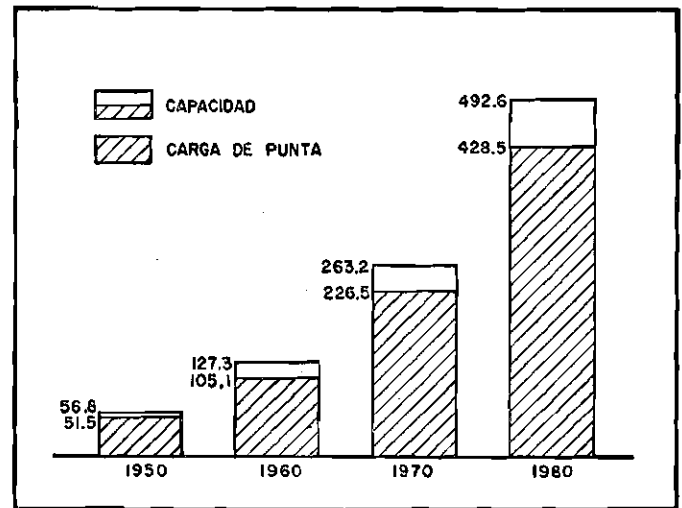
Fundándose en estos cálculos, las compañías de inversionistas, han trazado planes para satisfacer las necesidades de energía de sus clientes de 1970 a 1980. El gráfico VI muestra la previsión de las cargas máximas de las áreas servidas por las compañías inversionistas. Muestra también la capacidad de las instalaciones de energía proyectadas por dichas compañías para 1970 y 1980. Sus planes incluyen el tipo, tamaño y localización de las unidades generadoras. Las temperaturas y presiones seguirán subiendo. Las unidades generadoras llegarán a un millón de kW.

En 1960, para el total de la industria eléctrica, el 80 por ciento de la energía se generó por medio del vapor, y el 19.5 por ciento por fuerza hidráulica. Una pequeña cantidad se obtuvo con máquinas de com-

**Gráfico VI**

**CAPACIDAD Y CARGA DE PUNTA DE LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS**

(Millones de kW)



bustión interna. Para 1980, se calcula que habrá un 86.7 por ciento de la capacidad de las compañías en plantas de vapor, 5.2 en hidro y 8.1 por ciento en plantas de energía nuclear.

Se espera que el uso de la capacidad de energía y generación en 1970 duplique los totales de 1960, y que en 1980 serán alrededor del doble de las de 1970.

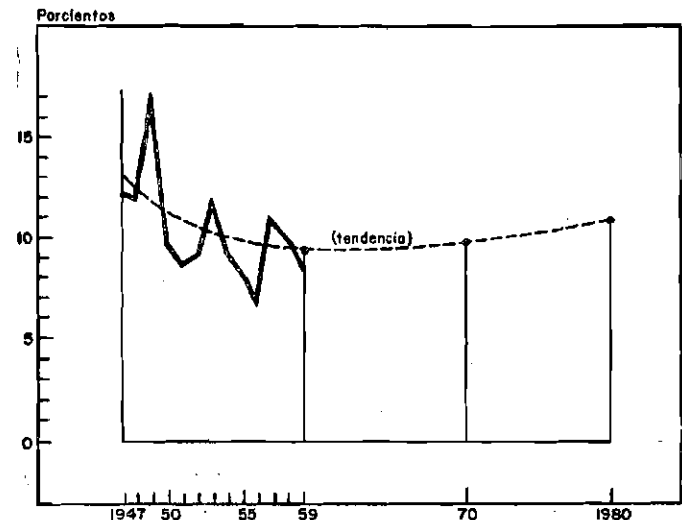
La inversión en plantas eléctricas de las compañías inversionistas crecerá proporcionalmente. La inver-

**Gráfico VII**

**EL CAPITAL NUEVO COMO PORCENTAJE DEL AHORRO PERSONAL: COMPAÑÍAS DE SERVICIOS ELÉCTRICOS PERTENECIENTES A INVERSIONISTAS, 1947-59 Y TENDENCIA HASTA 1980**

(Dólares de 1959)

ESCALA NATURAL



sión prevista es de 88 000 millones de dólares en 1970 y de 168 000 en 1980, contra 46 000 millones en 1960 y 19 000 millones en 1950.

El nuevo capital invertido en esta industria cada año representa alrededor del 10 por ciento de todos los ahorros personales en los Estados Unidos. (Véase el gráfico VII.) Se prevé que el producto nacional

bruto y los ahorros personales seguirán subiendo en 1970 y 1980. Con estos aumentos se supone que el nuevo capital requerido por las compañías de inversionistas será aún el 10 por ciento de todos los ahorros personales.

Se cree que este programa de expansión puede ser financiado en el mercado libre.

## PROBLEMAS DE PRONÓSTICO DE CARGAS Y LA CAPACIDAD PRODUCTORA NECESARIA PARA ATENDERLAS

por Arthur S. Griswold y F. Douglas Campbell \*

El abastecimiento insuficiente de energía eléctrica puede constituir un grave obstáculo para el progreso económico de un país. Por el contrario, la inversión prematura en nuevas instalaciones de energía eléctrica, sin aprovechamiento inmediato, inmovilizará fondos que podrían destinarse a otros fines.

No existe una fórmula mágica que determina la cantidad óptima de energía eléctrica para un país o zona geográfica. Sin embargo, los especialistas en la materia pueden prever las necesidades con bastante exactitud. Estos pronósticos constituyen una base excelente para la expansión oportuna de la capacidad productora de energía eléctrica y de las instalaciones pertinentes. La combinación de estos pronósticos y de los planes de ampliación para todo un país, dan una visión clara del aumento hipotético de las necesidades totales de energía eléctrica y de los planes para satisfacerlas.

En los Estados Unidos, la información pormenorizada acerca de estas necesidades se obtiene del *Estudio semestral sobre energía eléctrica* del Instituto Eléctrico Edison (EEI) —asociación comercial que agrupa a las empresas de energía eléctrica de propiedad de inversionistas— y de los datos que reúne la Comisión Federal de Energía. Desde 1947, un Comité de Estudios de Energía Eléctrica (CEEE), tiene a su cargo la recolección, preparación y publicación de los datos del estudio.

El CEEE publica cuatro informes al año, entre los cuales se incluyen los informes semestrales de los estudios completos publicados el 1º de abril y 1º de octubre; el informe provisional con fecha 1º de julio y el informe de fin de año que resume los resultados de explotación del año anterior, y que incluye también los nuevos programas de ampliación y los programas de producción de equipos de los industriales nacionales, al comienzo del nuevo año.

El CEEE está formado por 18 miembros, representando cada uno a un sistema de energía. Los miembros se eligen de acuerdo a zonas geográficas, de modo que el grupo representa a sistemas de todas las regiones de los Estados Unidos. Además, cada miembro es responsable, por lo menos en parte, del planeamiento del sistema de energía y de las actividades de explotación del sistema que representa.

Asesoran al CEEE en la recolección de los datos para los estudios sobre energía, 30 representantes zonales de los sistemas de energía eléctrica, quienes participan activamente en el planeamiento y en las opera-

ciones de los sistemas o conjunto de sistemas. Dichos representantes se eligen de entre las ocho regiones de suministro de electricidad de los Estados Unidos, de acuerdo a la definición de la Comisión Federal de Energía.

El CEEE cuenta también con la colaboración de los representantes de los fabricantes de equipo pesado de energía eléctrica, quienes facilitan una información completa sobre la fabricación de equipo de gran potencia.

El CEEE se reúne cada primavera y otoño. A la reunión de primavera asisten los representantes de los sistemas de energía y de las zonas, y también durante el período de sesiones se reúnen los representantes de los fabricantes de equipo con los miembros designados por el CEEE para tratar asuntos relacionados con esas materias.

Este sistema de trabajo permite reunir datos necesarios y fidedignos sobre la industria en su conjunto, con rapidez y eficiencia. Colaboran también con el CEEE representantes de los sistemas de energía de propiedad gubernamental —federales y no federales—, lo que garantiza informes de carácter regional y local muy amplios y exactos.

Aunque la información local se obtiene por métodos más o menos parecidos, no existe un solo método o fórmula única. Cada sistema de energía es responsable de analizar su situación, hacer sus pronósticos y tomar las decisiones del caso, siendo esta responsabilidad e iniciativa individual características valiosas del procedimiento. En cada caso realizan el trabajo personas con experiencia, que tienen la responsabilidad local de atender las necesidades de energía eléctrica de los usuarios de la zona. Conocen en forma más directa la situación, disponen de las mejores oportunidades para estudiar las tendencias que acusan las necesidades de los consumidores y las condiciones económicas del medio. A un grupo centralizado de expertos le sería imposible enfocar con tanta precisión la situación eléctrica futura de cada zona. De esta forma se consigue que los estudios del Instituto Eléctrico Edison estriben sobre la experiencia local directa, siempre reciente y actual, en vez de basarse sobre complejas fórmulas matemáticas.

Los datos para las investigaciones sobre energía se obtienen a través de cuestionarios enviados a los representantes zonales, aproximadamente seis semanas antes de la fecha fijada para el estudio. En los cuestionarios se solicitan datos sobre la capacidad de los sistemas,

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.15.

las puntas de cargas, los márgenes de reserva y las nuevas instalaciones productoras que se han planeado.

El término capacidad de los sistemas de energía que se emplea en estos estudios se define como la producción máxima de kilovatios del sistema, considerando todas las fuentes energéticas disponibles, sin tener en cuenta las interrupciones de servicio y (para los sistemas que cuentan con instalaciones hidroeléctricas) que produzcan suficientes kilovatios-hora para atender las necesidades del sistema.

Dentro de la capacidad se deben considerar las necesidades de energía del programa de conservación, las de las interrupciones imprevistas y las de explotación del sistema, además de las cargas calculadas y las inesperadas.

La capacidad de las instalaciones la determina el comportamiento del equipo durante la punta de carga. La capacidad de las nuevas instalaciones se basa en los datos de los planos; y la capacidad estimada de los sistemas atendidos, total o parcialmente, por fuentes de energía hidráulica, se determina para condiciones hidráulicas medias y adversas. La capacidad de todos los sistemas normalmente interconectados se basa en la explotación coordinada de ellos.

Punta de carga es la carga máxima que se produce en el sistema durante un período dado.

El margen de reserva (o capacidad de reserva) es la diferencia que existe entre la capacidad, definida anteriormente, y la punta de carga. El margen de reserva debe tener suficiente amplitud como para hacer frente a los trabajos de conservación planeados, a las interrupciones imprevistas y a las necesidades de funcionamiento del sistema, si se desea mantener las condiciones prácticas de explotación. El excedente del margen de reserva, después de considerar las cantidades de energía necesarias para atender la demanda, queda disponible para hacer frente a las cargas imprevistas.

En la mayoría de los países se calculan los pronósticos sobre la capacidad del sistema, sumando todos los recursos disponibles de energía o que entrarán en servicio próximamente, y deduciendo luego un margen para hacer frente a posibles fallas u otras condiciones desfavorables de funcionamiento. En los estudios sobre energía del EEI se pronostica la capacidad de punta sobre la premisa de que van a estar disponibles todas las fuentes de energía en el instante de producirse la punta de carga. En estas circunstancias, se considera que las interrupciones debidas a los trabajos de conservación planeados y a fallas del equipo que se produzcan en el momento crítico, para fines estadísticos y prácticos serán atendidas por el margen de reserva. Se prefiere este método a causa de la imposibilidad de prever las interrupciones intempestivas u otras.

En los países cuya electricidad proviene en su mayor parte de fuentes hidráulicas, el interés giraba fundamentalmente en el pasado en torno del número de kilovatios horas necesarios para satisfacer, en un determinado período, la demanda de los consumidores. En

estos casos, generalmente la capacidad nominal del equipo productor es suficiente para soportar las puntas de carga, pero la escasez de agua durante algunas épocas, o las limitaciones de su empleo, imponen a menudo restricciones a la producción de energía. La cantidad de kilovatios horas disponibles durante un largo período no garantiza la capacidad del equipo por soportar todas las cargas a medida que ellas se presenten.

En Estados Unidos, interesa sobre todo conocer la magnitud probable de la punta de carga y la capacidad para soportarla. Los consumidores, excepto en aquellos casos en que se estipulan en los contratos cláusulas de "interrupciones temporales", desean y esperan recibir un suministro continuo de energía, suficiente para satisfacer sus necesidades, sin consideración de la hora, la estación o las condiciones climáticas. Cualquier falla en la prestación de este servicio debe preocupar a la compañía, a los consumidores y al público. El suministro de energía no es, por lo común, factor limitativo en un país con predominio de producción eléctrica por medios térmicos y con disponibilidad del combustible apropiado. El problema en esos casos se reduce a disponer de suficiente capacidad productora para soportar la punta de carga y también de un margen de reserva a fin de evitar las interrupciones ocasionadas por fallas de la maquinaria o por la presencia de cargas imprevistas.

Los programas de promoción de ventas en los Estados Unidos contribuyen efectivamente a estimular el mayor uso de la energía eléctrica en los hogares, propiedades agrícolas, almacenes e industrias, y a dirigir ese aumento hacia el empleo de la energía eléctrica para reemplazar el esfuerzo físico, mejorar los métodos de producción y aumentar el bienestar. Sin interferir con la condición anterior, también se promueve el uso de la energía eléctrica y el desarrollo de escalas de tarifas que mejoren el factor de carga del sistema.

Se ha establecido que un aumento de un uno por ciento del factor de carga del sistema total puede traducirse hasta en un 6 por ciento de aumento del ingreso neto.

Todos estos factores que afectan al incremento de la demanda de energía eléctrica, conducen a considerar la capacidad de los productores para proporcionar el equipo necesario. De ahí que sea importante saber cuánto equipo está pedido y en proceso de fabricación, cuánta capacidad de producción ya está comprometida para el futuro y cuánta capacidad hay disponible.

Los estudios del CEEE incluyen el siguiente equipo.

—Generadores de gran tamaño, accionados por turbina de vapor — 10 000 kW y más.

—Generadores pequeños accionados por turbinas de vapor — 4 000 a 9 999 kW.

—Generadores para turbinas hidráulicas — 4 000 kW y más.

—Generadores de vapor — 450 libras por pulgada cuadrada de presión y más.

—Turbinas hidráulicas — 5 000 HP y mayores.

—Transformadores de potencia — 501 kVA y más.

Se puede determinar el total del equipo disponible en el futuro sobre la base de los programas actuales de producción y del cálculo de su capacidad. La comparación de estas cantidades con los pronósticos de carga, indican la medida en que el suministro potencial del nuevo equipo coincide con las necesidades reales.

Los datos publicados señalan los totales para todos los fabricantes de equipos, sin individualizarlos.

Los resultados de los estudios del Instituto Eléctrico Edison se ponen a disposición de la industria, el gobierno, y el público en general.

Estudios similares se realizan periódicamente en Canadá, Europa Occidental, Japón y otros países.



## PROYECCIÓN DE LAS NECESIDADES FUTURAS DE ENERGÍA

por la *American Public Power Association de los Estados Unidos* \*

### Introducción

Para proyectar la demanda futura de energía es preciso formular hipótesis sobre la política general de la industria eléctrica, sobre todo porque la demanda de electricidad depende en alto grado de su disponibilidad y precio. Por ejemplo, un agricultor ubicado a muchas millas de una línea de transmisión representa una "demanda" futura de energía igual a cero, por mucha energía que quisiera consumir si pudiera conseguirla, a menos que exista un plan definido para hacerla llegar al agricultor y sus vecinos a un precio que puedan pagar.

Asimismo, la demanda futura de energía de una determinada población será menor si se aplica una política de tarifas elevadas que si se postula una política más racional de tarifas relativamente bajas y fuertes campañas para fomentar el uso de la energía.

La posibilidad de adoptar una política de tarifas bajas, depende, en parte, de las perspectivas del suministro abundante a bajo costo, y estas perspectivas no sólo están supeditadas a la disponibilidad de combustibles fósiles y de fuerza hidráulica sino también a la organización futura de la industria de la energía. Por ejemplo, cuando la industria está formada por varias centrales pequeñas y aisladas, producirá en general energía a un costo unitario superior que si estuviera compuesta de unidades eficientes relativamente grandes interconectadas mediante líneas de transmisión de alto voltaje.

En este documento se analizan los pronósticos relativos a las necesidades de energía en los Estados Unidos, pero el lector puede recoger las experiencias utilizables para proyectar la demanda de otros países.

Los pronósticos del consumo nacional futuro de energía eléctrica en los Estados Unidos, generalmente han subestimado el ritmo de crecimiento de dicho consumo. Esta prudencia, habitual en los organismos correspondientes, reflejaba en parte la actitud predominante en la industria de la energía de los Estados Unidos, que en los primeros años no comprendió la magnitud de la demanda y el mercado consumidor que representaban los pueblos pequeños y las zonas rurales y que todavía demora la adopción de políticas progresistas para la fijación de tarifas y la creación de un sistema eficiente de suministro de energía en gran escala.

### 1. Pronósticos y necesidades futuras de energía

No se ha pretendido en este documento hacer una estadística completa de los pronósticos anteriores con

respecto a las necesidades futuras de energía eléctrica en los Estados Unidos. Se han tomado especialmente en consideración los cálculos hechos por la Comisión Federal de Energía de los Estados Unidos ya que éstos son los únicos pronósticos periódicos que tienen carácter "oficial", aunque también se mencionan los que aparecen en el *Electric World*, una de las principales publicaciones del ramo. En ambos casos, se observa una tendencia constante a subestimar las necesidades futuras de energía de la nación, acentuada en las predicciones de la Comisión Federal de Energía.

### a) Pronósticos de la Comisión Federal de Energía

Por ejemplo, en 1935 la Comisión Federal de Energía en su *National Power Survey - Interim Report* indicó que la producción de energía había disminuido de 71 400 millones de kWh en 1929 a aproximadamente 63 000 millones de kWh en 1933, y calculaba que al reanudarse las actividades industriales de la época anterior a la depresión se necesitaría un 20 por ciento más sobre la cifra de producción de 1929, para llegar a un total superior a los 85 000 millones de kWh.<sup>1</sup> Sin embargo, en ese mismo año (1935) la energía generada por la industria eléctrica de servicio público superó los 95 000 millones de kWh. Considerado desde el punto de vista del consumo de energía (que es ligeramente inferior a la generación, por efecto de las pérdidas por transmisión y otras causas) parece que se habría alcanzado o superado el aumento del 20 por ciento, proyectado sobre el nivel de 1929, en el momento de publicarse el cálculo hecho en 1935.

Durante los últimos años, la Comisión se ha visto periódicamente en la necesidad de ampliar las proyecciones hechas uno, dos o tres años antes. El gráfico I muestra cuatro de las proyecciones hechas por la Comisión desde el conflicto de Corea y constituye un ejemplo de la moderación que caracteriza sus pronósticos de las necesidades de energía.

En el gráfico se comparan las proyecciones publicadas en 1954, 1956, 1958 y 1959. Cada una muestra que la proyección anterior había sido excesivamente baja. La proyección hecha en 1959 para 1975, por ejemplo, supera en más de 300 000 millones de kWh a la proyección para ese mismo año calculada cuatro años antes; lo que significa un cambio del 23 por ciento en la apreciación.

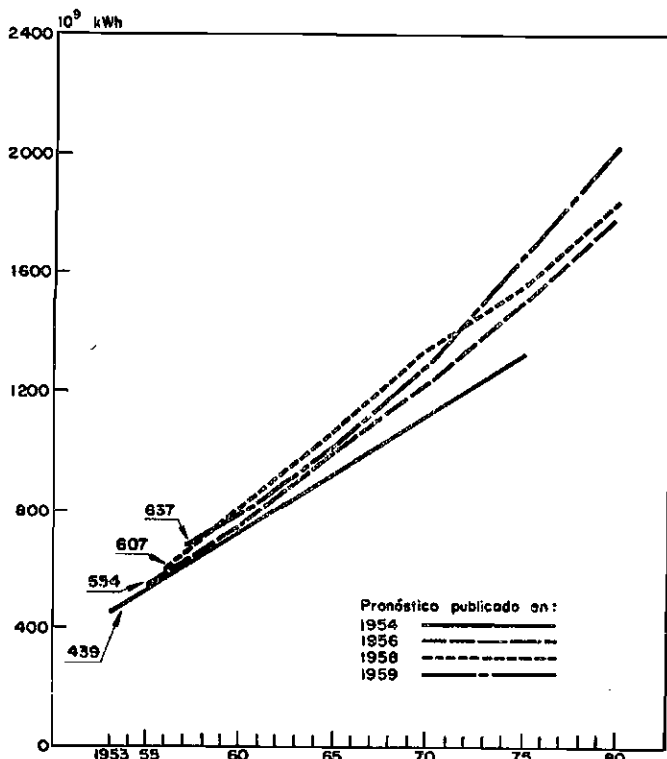
<sup>1</sup> Comisión Federal de Energía, *National Power Survey - Interim Report, Power Series No 1*, Government Printing Office, 1935, cuadro 14, pág. 33.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/4.1.12.

**Gráfico I**

ESTADOS UNIDOS: PREVISIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD POR LA COMISIÓN FEDERAL DE ENERGÍA

ESCALA NATURAL



FUENTE: Federal Power Commission, *Estimated Future Power Requirements: 1953-1975*, junio de 1954; *Estimated Future Power Requirements: 1955-1980*, diciembre de 1956; *Electric Power Requirements and supply in the United States*, abril de 1958; Press Release N° 10,480 junio 17 de 1959.

b) *Proyecciones recientes*

En el cuadro 1 aparecen tabuladas las proyecciones del total de la producción de energía hechas por la citada Comisión en agosto de 1960 y en la publicación *Electrical World*, del 19 de septiembre de 1960, pronosticándose en estas últimas, como es habitual, un crecimiento mucho más rápido de la generación de energía eléctrica que en las de la Comisión.

Si se analizan ambas proyecciones en relación con las tasas de crecimiento anual que reflejan, queda de

**Cuadro 1**

ESTADOS UNIDOS: PROYECCIONES DE LA PRODUCCIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO, 1965-80  
(Miles de millones de kWh)

Año	Comisión Federal de Energía	Electrical World
1965 . . . . .	1 075	1 138.0
1970 . . . . .	1 379	1 672.5
1975 . . . . .	1 716	2 422.8
1980 . . . . .	2 084	3 184.4

**Cuadro 2**

ESTADOS UNIDOS: PRONÓSTICO DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE SERVICIO PÚBLICO, 1959-80

(Porcientos)

Periodo	Comisión Federal de Energía	Electrical World
1959-65 . . . . .	7.0	8.5
1965-70 . . . . .	5.25	8.0
1970-75 . . . . .	4.5	7.5-8.0
1975-80 . . . . .	4.0	5.75

manifiesto que ambas suponen que no se mantendrá en el futuro la tasa de crecimiento del 9 al 9.5 por ciento correspondiente al período 1946-50. Además, en ambas se observa claramente la tendencia a suponer tasas de crecimiento inferiores para los períodos más lejanos que abarca la proyección, aunque no se indican las razones de esta hipótesis. En el cuadro 2 se muestran las tasas de crecimiento anual estimadas para períodos sucesivos en cada proyección. (Véase también el gráfico II.)

Respecto a la capacidad instalada de las empresas de servicio público, la publicación *Electrical World* predice para 1975 una cifra de 479 millones de kW, en tanto que la Comisión pronostica para esa misma fecha una capacidad de 360 millones de kW.

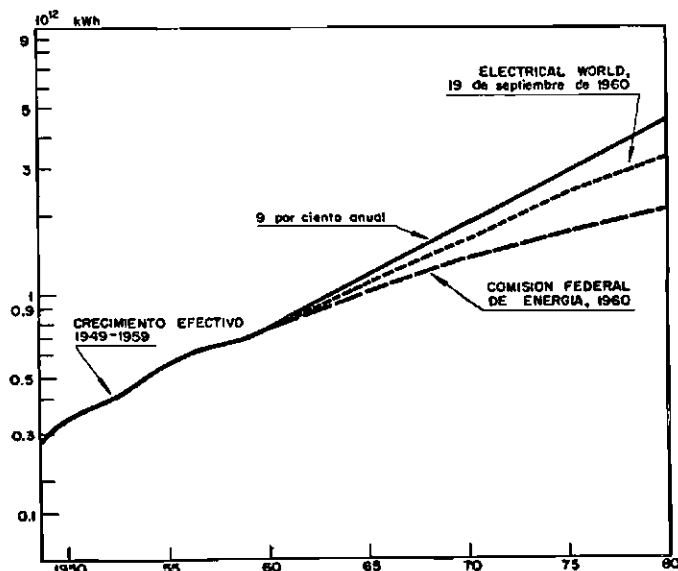
c) *Probabilidad de una elevada tasa de crecimiento futuro*

De acuerdo con la experiencia, parece razonable proyectar una tasa media para el crecimiento de la ge-

**Gráfico II**

ESTADOS UNIDOS: PREVISIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE SERVICIO PÚBLICO

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



neración de electricidad en Estados Unidos del 9.0 al 9.5 por ciento anual, que fue la tasa computada para las empresas de servicio público desde 1946 (223 000 millones de kWh) a 1958 (645 000 millones de kWh).<sup>2</sup> Aplicando esta tasa de crecimiento, se calcula que en 1975 el total de la electricidad generada por las empresas de servicio público será aproximadamente 3.0 billones de kWh, y de aproximadamente 4.6 billones de kWh para 1980.

La experiencia de los distribuidores de energía del Valle del Tennessee y de la zona que abastece la Administración de Energía de Bonneville (*Bonneville Power Administration*) apoya la hipótesis de que la tasa futura del aumento de la generación de electricidad en los Estados Unidos bien podría aproximarse a la registrada entre 1946 y 1958 —es decir, 9-9.5 por ciento anual— y que las actuales predicciones hechas por la Comisión y las empresas privadas generadoras de energía son demasiado moderadas.

A su vez, el elevado consumo por usuario en estas zonas ha contribuido a rebajar el costo unitario y a mantener tarifas bajas o reducirlas a niveles inferiores aún, durante un período en que cada día es más común el aumento de las tarifas de otras empresas de energía. También se ha producido el aumento de los ingresos y la expansión a una tasa acelerada de la generación de energía eléctrica.

## 2. La experiencia de Puerto Rico

Puerto Rico es otra parte de los Estados Unidos en que el aumento de la producción y del consumo de energía eléctrica ha sido extraordinariamente rápido en los últimos quince años. La Autoridad de las Fuentes Fluviales fue creada en 1941, y en 1944 asumió la responsabilidad del suministro de energía de la isla.

Aunque las tarifas de distribución son bastante superiores a las del Valle del Tennessee, entre otras razones porque todo el combustible debe ser importado, el incremento de la demanda de electricidad en Puerto Rico ha sido extraordinariamente grande desde que la Autoridad inició sus funciones. Este organismo ha establecido un sistema interconectado de abastecimiento de energía para toda la isla y ha seguido un programa efectivo de electrificación en las zonas rurales y urbanas, hechos ambos que han sido elementos importantes en los programas de desarrollo económico e industrialización de Puerto Rico, y que a su vez han coadyuvado al rápido aumento de la demanda de energía eléctrica.

En el cuadro 3 se da un ejemplo de la electricidad bruta generada por las centrales de la Autoridad desde 1946.

Desde la guerra la tasa media de incremento anual de la carga en la zona de la TVA —sin considerar el enorme consumo de los organismos federales— ha sido

<sup>2</sup> Cifras para 1946 y 1958 proporcionadas por el Edison Electric Institute, *Electric Utility Industry Statistics for the Year 1958*, cuadro 9, p. 4.

Cuadro 3

### PUERTO RICO: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR LA AUTORIDAD DE LAS FUENTES FLUVIALES, 1946-59

Año fiscal	Energía generada bruta (Millones de kWh)	Tasa compuesta de aumento anual (Porcientos)
1946 . . . . .	342.9	
1950 . . . . .	529.4	12 durante 1946-50
1955 . . . . .	933.6	12 durante 1950-55
1959 . . . . .	1 733.8	16 durante 1955-59

del 12.7 por ciento, cifra que supera en aproximadamente un tercio al promedio nacional. La Autoridad del Valle del Tennessee, en su Informe Anual de Energía de 1960 (*Power Annual Report, 1960*), expresa que sus ventas a las empresas de distribución han “aumentado a una tasa media anual del 12 por ciento. Los consumidores domésticos, comerciales e industriales de estos distribuidores han duplicado su consumo de electricidad cada seis o siete años”. TVA manifestó que “entre 1959 y 1960 (años fiscales) las ventas a los consumidores residenciales aumentaron en un 15 por ciento y se prevé que en el futuro la tasa continuará siendo la misma”.

En el Noroeste de Estados Unidos el aumento de la energía ha sido igualmente rápido, habiendo aumentado también el volumen de consumos. Las ventas de la Administración de Energía de Bonneville aumentaron en forma meteórica de 191.9 millones de kWh en 1940 a 8 500 millones de kWh en 1945, a 13 000 millones de kWh en 1950, y a 28 200 millones en 1957, para satisfacer una demanda siempre creciente que disminuyó momentáneamente cuando se detuvo el esfuerzo bélico. Durante el período comprendido entre la segunda guerra mundial y 1957 la tasa media de crecimiento anual fue del 13.3 por ciento, incluido un año de descenso.

El mantenimiento de tasas de incremento del consumo de electricidad extraordinariamente elevadas demuestra que la combinación de tarifas bajas con energéticos programas de ventas tiene extraordinarias repercusiones sobre la “demanda” de energía. Así, la TVA expresa que “el consumo residencial medio en la zona que sirve la TVA durante 1960 (año fiscal) fue 8 806 kWh. La tarifa media, de 0.99 de centavo el kWh; primera vez que baja a menos de un centavo. Los promedios nacionales eran 3 700 kWh y 2.5 centavos, respectivamente”.

En la zona noroeste de los Estados Unidos hay muchas empresas públicas locales de energía y cooperativas rurales que distribuyen la electricidad de acuerdo con la misma política de tarifas bajas y consumos elevados, y que han obtenido resultados iguales o mejores que los distribuidores de la zona servida por la TVA.

### 3. Pronóstico del desarrollo hidroeléctrico

En Estados Unidos, desgraciadamente, los pronósticos de la capacidad hidroeléctrica potencial económica han adolecido de la misma moderación que las predicciones de las necesidades totales futuras de energía. Parece que la excesiva moderación de las predicciones ha sido uno de los factores que ha contribuido a que el desarrollo hidroeléctrico en los Estados Unidos no haya sido tan rápido como habría sido conveniente.

El potencial hidroeléctrico total del país fue estimado por la Comisión Federal de Energía en 1959 en una cifra ligeramente superior a los 141 millones de kW incluyendo más o menos 19 millones de kW correspondientes a Alaska. De ese total se han aprovechado alrededor de 29 millones de kW. Además, la Comisión expresó "que confiaba" que hacia 1980 se habría instalado una capacidad adicional de 36 millones de kW.<sup>3</sup>

El potencial total de recursos hidroeléctricos factible está "aumentando constantemente". En un estudio reciente hecho por Recursos para el Futuro se menciona la moderación de las estimaciones de la Comisión y se manifiesta que los "recursos de energía hidroeléctrica son *por lo menos* iguales a las estimaciones, e indudablemente superiores. Es imposible decir en cuanto superan a las estimaciones".<sup>4</sup>

Los nuevos progresos en el uso de equipos de construcción muy mecanizados han producido una mayor eficiencia en la construcción de represas, a la que han contribuido también los adelantos en diseño y utilización de materiales. El desarrollo de sistemas interconectados de agua y la acumulación de agua por bombeo, han hecho posibles algunos proyectos que antes no se consideraron aconsejables.

### 4. Conclusión

Evidentemente, es difícil pronosticar con gran certeza las necesidades de electricidad y las fuentes productoras. En este trabajo se ha analizado el aumento del consumo de electricidad en Estados Unidos, y se ha sugerido que la tasa anual de aumento del 9 al 9.5 por ciento, experimentada en dicho país desde la segunda

<sup>3</sup> Exposición por Francis L. Adams, Director, Bureau of Power, Federal Power Commission, al Subcommittee on Automation and Energy Resources of the Joint Economic Committee, 13 de octubre de 1959.

<sup>4</sup> Declaraciones formuladas por Bruce Netschert, Senior Research Associate, Resources for the Future, Inc., ante el Subcommittee on Automation and Energy Resources, Joint Economic Committee, 12 de octubre de 1959.

guerra mundial, bien puede mantenerse durante muchos años.

Es evidente que la energía hidroeléctrica continuará siendo una parte importante e integral del suministro de energía. Actualmente, se explota menos de la cuarta parte de la capacidad potencial estimada del país, y es indudable que la capacidad potencial continuará aumentando a medida que se produzcan nuevos adelantos técnicos. La inevitable tendencia a la instalación de enormes centrales térmicas contribuirá a aumentar el valor de las centrales hidroeléctricas y a fomentar la explotación de la capacidad hidráulica adicional. Posteriormente, la energía nuclear desempeñará un papel muy importante, dependiendo la fecha en que esto suceda de varios factores. Es indudable que existe la tendencia a instalar grandes unidades generadoras interconectadas mediante transmisiones de alto voltaje; pero es necesario que las autoridades de los Estados Unidos formulen políticas y programas para encauzar y acelerar este adelanto y para controlarlo en beneficio del interés colectivo.

En la práctica se ha podido comprobar que el suministro abundante de energía a bajo costo, unido a la activa promoción del consumo de energía, producen un rápido aumento del consumo por usuario. El aumento de las ventas por consumidor contribuye a rebajar el costo unitario y hacer factible desde el punto de vista económico las tarifas bajas. El resultado final, e indudablemente el objetivo fundamental de un programa de suministro y distribución de energía de bajo costo, es un espectacular progreso en el nivel de vida de los habitantes de una región.

El pronóstico de las necesidades futuras de energía abarca algo más que la simple proyección de las tendencias pasadas o la suma de los cálculos de cada una de las empresas eléctricas de servicio público. En cualquier forma que se calcule, el pronóstico, se transforma en un objetivo o meta. Y tal vez lo más importante es que puede tener gran influencia sobre el alcance y la sincronización de los planes de expansión. Hasta cierto punto un pronóstico exageradamente moderado impone limitaciones, en la medida en que alienta a los sistemas generadores de energía a instalar solamente la capacidad necesaria para satisfacer las demandas previstas, y a retardar el aumento del consumo mediante una política de tarifas elevadas.

En todo caso, se debe reconocer que los pronósticos constituyen la expresión cuantitativa de la política y planes generales de la industria de la energía para el suministro futuro de electricidad.

<i>Partida</i>	<i>Consumo de energía en 1955 (Miles de millones de BTU)</i>
Energía para todo uso, excepto generación de electricidad, consumo real (excluida la madera) . . . . .	32 179
Electricidad, kWh producidos en 1955 al equivalente de combustible requerido en 1920 por kWh . . . . .	24 811 <sup>a</sup>
<i>Total</i> . . . . .	56 990
Índice de insumo de energía por unidad de producto nacional bruto (1920 = 100) . . . . .	92.6

<sup>a</sup> En 1955 se requirieron 7 550 miles de millones de BTU de combustible o sus equivalentes para generar el total necesario de electricidad.

La relación insumo de energía-producto nacional bruto habría disminuido sólo en aproximadamente 7.5 por ciento en vez de hacerlo en 35 por ciento. Lo anterior indicaría que casi la totalidad de la disminución de la relación consumo de energía a producción de la economía en su conjunto, durante el período siguiente a la primera guerra mundial, se explicaría por los adelantos de la eficiencia térmica de la generación de electricidad.

Pero hay otro aspecto que considerar. Pese a que ha mejorado mucho la eficiencia con que se transforman los combustibles primarios en energía eléctrica, se requerían aproximadamente 12 000 BTU en 1955 para producir un kWh con un contenido intrínseco de 3 412 BTU. Así, aproximadamente el 72 por ciento del insumo bruto de BTU se perdía en el proceso de conversión y jamás entraba a otro sector de la economía que no fuera el de la energía propiamente dicha. Como la energía eléctrica empleada finalmente en la producción de bienes y servicios no consiste en el cambio del equivalente en BTU del combustible necesario para generarla, sino de kWh, se puede medir razonablemente el consumo y la generación de electricidad a través del valor intrínseco constante de BTU del kWh.<sup>9</sup>

Empleando esta base de medición, el insumo total de energía por unidad de producto nacional bruto disminuyó alrededor de dos quintos entre 1920 y 1955, cifra que se aproxima bastante a la disminución total de 35 por ciento obtenido anteriormente. La razón de lo anterior es que cualquiera que sea el método de medición empleado, el contenido BTU de la energía eléctrica constituye un porcentaje relativamente pequeño de la energía total, de modo que sobre el valor total in-

<sup>9</sup> En realidad, en esta forma se hace en algunos países, donde la electricidad que se obtiene de la energía hidráulica es un componente importante de la energía total. Este es el método que emplean las Naciones Unidas en sus publicaciones sobre electricidad. En tanto que en las estadísticas de las Naciones Unidas se expresa la generación de energía a través de los valores reales, intrínsecos, en BTU —o en caloríficos— de los materiales primarios de energía, en las estadísticas del consumo se expresa la electricidad total —incluida en la generada mediante combustible— a través de su equivalente real en BTU, de 3 412 BTU por kWh.

fluye la fluctuación del número de BTU de la energía consumida con fines no eléctricos, como se indica en las cifras siguientes:

<i>Partida</i>	<i>Consumo de energía (Miles de millones de BTU)</i>	
	1920	1955
<i>1. Medición de la electricidad en su equivalente calorífico directo</i>		
Energía para todo uso, excepto generación de electricidad . . . . .	17 535	32 179
Electricidad (kWh) en 3 412 BTU . . . . .	193	2 146
<i>Total</i> . . . . .	17 728	34 325
1955, índice de insumo en BTU por unidad de producto nacional bruto (1920 = 100) . . . . .		
		62.2
<i>2. Medición de la electricidad en el equivalente de combustible necesario para generarla</i>		
Energía para todo uso, excepto generación de electricidad . . . . .	17 535	32 179
Electricidad (combustible equivalente necesario para generarla a la tasa de conversión vigente) . . . . .	2 233	7 550
<i>Total</i> . . . . .	19 768	39 729
1955, índice de insumo en BTU por unidad de producto nacional bruto (1920 = 100) . . . . .		
		64.5

Así, nuevamente se repite el mismo fenómeno; es decir, la cantidad de energía consumida (medida en BTU) disminuyó en aproximadamente el 38 por ciento en relación a la evolución general de la economía.<sup>10</sup> De acuerdo con los cálculos anteriores, se puede formular la siguiente hipótesis para explicar este fenómeno: pese a la participación relativamente pequeña de la electricidad expresada en BTU, el aumento relativo de la energía eléctrica puede ser importante para explicar la disminución de la relación energía-producto nacional bruto después de 1920, si 1) la electricidad ha estado reemplazando a otras fuentes de energía de tal manera que la cantidad de BTU en forma de electricidad reemplaza a un número considerablemente mayor de energía BTU que no es de origen eléctrico; y 2) el empleo de la electricidad permite que la producción industrial se organice con mayor eficiencia, aumentando por tanto la productividad económica general, que se refleja en la tendencia creciente de la producción general en relación a todos los factores de insumo, incluso la energía bruta consumida. En los párrafos siguientes se indican algunas cifras relacionadas con esta hipótesis.

<sup>10</sup> Es de señalar que en los cálculos mencionados la energía para fines distintos de la generación de electricidad se mide antes de ser convertida en calor o fuerza, que es la que se emplea en último término. Por tanto, sólo se consideran los cambios en la eficiencia térmica que han tenido lugar dentro del sector de la electricidad.

En primer lugar hay que estudiar el crecimiento de la electricidad en relación al consumo total de energía. Como se señaló anteriormente, durante todo el período que abarcan las estadísticas, la electricidad ha aumentado con rapidez mayor que el total de la energía. Si se estudian las cifras en función de los períodos de aumento y disminución del total de la relación energía-producto nacional bruto, se deduce lo siguiente:

Partida	Relación creciente energía- producto nacional bruto: índice 1920 (1902=100)	Relación decreciente energía- producto nacional bruto: índice 1955 (1920=100)
	Consumo de todo tipo de energía (BTU) . . . . .	226.8
Electricidad generada (kWh) . . . . .	947.5	1 112.1
Relación entre el aumento de la electricidad generada y el aumento del consumo total de energía . . . . .	4.2	5.5

Así, la electricidad aumentó con mayor rapidez, en relación a toda la energía, durante el período en que disminuyó la relación energía-producto nacional bruto que en el período en que aumentó.

De más significación que el incremento general en la importancia relativa de la electricidad en el último período fue su mayor empleo en las operaciones de manufactura. (Véase el cuadro 6 en que se señala la relación que existe entre los caballos de fuerza de los mo-

Cuadro 6

ESTADOS UNIDOS: EMPLEO DE MOTORES ELÉCTRICOS EN RELACIÓN AL TOTAL DE POTENCIA MECÁNICA EN LA MANUFACTURA PARA DETERMINADOS AÑOS, 1899-1954

Año	Total potencia (Miles HP)	Motores eléctricos <sup>a</sup> (Miles de caballos de fuerza)	Motores eléctricos en porcentaje del total de caballos de fuerza
	(1)	(2)	(3)
1899 . . . . .	9 811	475	4.8
1904 . . . . .	13 033	1 517	11.6
1909 . . . . .	18 062	4 582	25.4
1914 . . . . .	21 565	8 392	38.9
1919 . . . . .	28 397	15 612	55.0
1925 . . . . .	34 359	25 092	73.0
1929 . . . . .	41 122	33 844	82.3
1939 . . . . .	49 893	44 827	89.8
1954 . . . . .	108 362	91 821	84.7

FUENTE: Oficina del Censo, *U. S. Census of Manufactures: 1954*, (Washington, D. C.: Imprenta del Gobierno de Estados Unidos, 1957), Vol. 1, pp. 207-2, cuadro 1.

<sup>a</sup> Representa los motores eléctricos accionados por electricidad comprada y por energía eléctrica generada en el establecimiento.

tores eléctricos y el total de caballos de fuerza mecánicos empleados en la industria manufacturera.)

A partir de 1899, la importancia relativa de los motores eléctricos, que constituían el 5 por ciento del total de los caballos de fuerza empleados en la manufactura, ha aumentado hasta llegar a ser entre el 85 y el 90 por ciento en los últimos años. En 1909 los motores eléctricos representaban la cuarta parte del total de caballos de fuerza empleados en la manufactura; entre 1909 y 1919, su importancia relativa se elevó a más de la mitad; y desde 1919 a 1939 los motores eléctricos aumentaron hasta representar aproximadamente el 90 por ciento del total de los caballos de fuerza. Por tanto, el aumento de la importancia relativa de los motores eléctricos se concentró durante el período comprendido entre 1910 y 1939.

La importante posición que llegaron a ocupar los motores eléctricos en la industria manufacturera tiene importancia primordial por varias razones. En primer lugar, es indudable que la participación relativamente pequeña de la electricidad dentro del total del consumo de energía en BTU no constituye un buen índice de la importancia de la maquinaria eléctrica dentro del sector industrial de la economía.

Además, el cambio de otras fuentes de energía —principalmente vapor— por energía eléctrica, implica la sustitución por una fuente de energía más eficiente en el sentido de que un mayor porcentaje de la energía consumida en las fábricas se convierte en trabajo mecánico. La eficiencia térmica general de un sistema de máquinas de una fábrica, accionado por un motor primario de vapor con transmisión por correa, era inferior al 10 por ciento,<sup>11</sup> en tanto que estando el motor eléctrico montado en la máquina, se puede transmitir en forma efectiva aproximadamente del 70 al 90 por ciento de la energía de la subestación de la fábrica a la máquina.<sup>12</sup> Así, en términos de eficiencia térmica, se puede considerar que un "BTU eléctrico" tiene mayor valor que el BTU que se empleaba para la energía mecánica, generada mediante vapor. Pero, tal vez, lo más importante sea que con el motor eléctrico individual cada máquina sólo requiere electricidad cuando está en uso. Con el antiguo sistema de impulsión mecánica sucedía continuamente que los ejes y sistemas de correas transportadoras (que existían por miles en

<sup>11</sup> Suponiendo que la eficiencia del motor de vapor medio estacionario sea aproximadamente el 15 por ciento y que las pérdidas del sistema son alrededor del 50 por ciento. Véanse los estudios de las eficiencias comparativas en el momento de transición de A. D. DuBois, "Will It Pay to Electrify the Shops?" *Industrial Engineering and the Engineering Digest*, Vol. XI, No 1 (enero de 1912), pp. 6-7; de A. P. Haslam, *Electricity in Factories and Workshops* (Lockwood, Londres, 1909) p. 9; y D. C. Jackson, "The Applicability of Electrical Power to Industrial Establishments", *Transactions American of Electrical Engineers*, Vol. XXIX, Primera Parte (16 de febrero de 1910), pp. 111-12.

<sup>12</sup> Las nuevas pérdidas que se producirían entre la central generadora de la empresa de servicio público y la subestación de la fábrica sería del orden del 10 por ciento. La totalidad de las cifras de la comparación tienen el carácter ilustrativo. El número de variables y la amplitud de los intervalos impide el uso de un promedio estadístico representativo de ambos grupos de condiciones.

# RELACIÓN HISTÓRICA ENTRE EL CONSUMO DE ENERGÍA Y EL PRODUCTO BRUTO NACIONAL EN LOS ESTADOS UNIDOS

por Sam H. Schurr \*

## Introducción

A menudo se da por sentado que existe una relación relativamente estable entre el mayor consumo de energía de un país y el aumento de su producción total, pues parece de sentido común que el insumo de energía de una economía debe aumentar a un ritmo más o menos concordante con la expansión de su producto nacional. Sin embargo, un estudio histórico efectuado recientemente por Recursos para el Futuro revela que esto no ha ocurrido en los Estados Unidos.<sup>1</sup> En cambio, el curso de los acontecimientos históricos entre 1880 y 1955 revela dos tendencias dispares: un aumento constante del insumo de energía por unidad de producto nacional bruto entre 1880 y la primera guerra mundial, y una disminución sostenida del consumo de energía por unidad de producto nacional bruto desde 1920.

En este documento se discuten algunos de los factores que podrían explicar tendencias tan contrarias, en la esperanza de que la amplia experiencia de los Estados Unidos en esta materia sea útil para países cuyo desarrollo pueda en el futuro reproducir, en algún grado, los cambios que han caracterizado el desarrollo industrial de los Estados Unidos.

### I. La experiencia de los Estados Unidos

La información básica sobre la relación histórica entre el consumo de energía y el producto nacional bruto se muestra, para intervalos de cinco años, en el cuadro 1 y en el gráfico adjunto. Estas cifras, presentadas en forma de índices, se obtuvieron dividiendo el producto nacional bruto (expresado en dólares de valor constante) por el contenido de unidades técnicas británicas (BTU) de las fuentes de energía consumida.<sup>2</sup>

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.13.

<sup>1</sup> Sam H. Schurr y Bruce C. Netschert en colaboración con Vera F. Eliasberg, Joseph Lerner y Hans H. Landsberg *Energy in the American Economy, 1850-1975: An Economic Study of its History and Prospects*, John Hopkins Press, Baltimore, 1960. El análisis está contenido en la Primera Parte, escrita por Vera Eliasberg en colaboración con el autor de este documento. En el capítulo 4, del cual se adaptó este documento, se trata esta materia con más detalle.

<sup>2</sup> El total incluye las denominadas fuentes comerciales de energía: carbón, petróleo, gas natural, gas licuado y energía hidroeléctrica. Las estadísticas miden el consumo aparente, es decir, la producción menos las exportaciones más las importaciones, y desde 1920 incluyen las variaciones netas de las existencias de combustibles minerales. Las estadísticas físicas básicas expresadas en unidades térmicas británicas (BTU) aplicando un factor representativo de conversión que mide el contenido intrínseco de BTU de la unidad física. La conversión de la energía hidroeléctrica, se realizó sobre la base del equivalente en BTU.

Cuadro 1

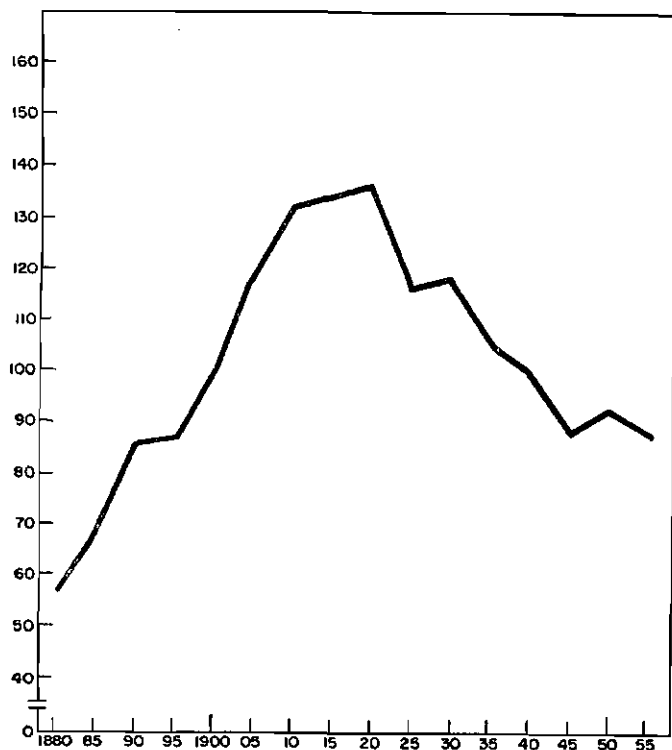
ESTADOS UNIDOS: ÍNDICE DEL CONSUMO DE ENERGÍA POR UNIDAD DEL PRODUCTO NACIONAL BRUTO, POR QUINQUENIOS, 1880-1955

Año	Índice de PNB (1900 = 100 dólares a precios de 1929)	Índices de consumo de energía por unidad de PNB (1900 = 100)	Variación de porcentaje	Porcentaje medio anual de variación
	(1)	(2)	(3)	(4)
1880 . . .	50.0	56.8		1880-85
1885 . . .	57.3	68.2	+ 20.1	1885-90
1890 . . .	68.6	86.6	+ 27.0	1890-95
1895 . . .	81.4	86.9	+ 0.3	1895-1900
1900 . . .	100.0	100.0	+ 15.1	1900-05
1905 . . .	125.3	119.8	+ 19.8	1905-10
1910 . . .	147.9	132.2	+ 10.4	1910-15
1915 . . .	158.2	134.2	+ 1.5	1915-20
1920 . . .	191.9	136.0	+ 1.3	1920-25
1925 . . .	237.0	116.3	- 14.5	1925-30
1930 . . .	249.1	118.0	+ 1.5	1930-35
1935 . . .	239.4	105.2	- 10.8	1935-40
1940 . . .	316.8	99.5	- 5.4	1940-45
1945 . . .	473.7	87.7	- 11.9	1945-50
1950 . . .	490.6	91.5	+ 4.3	1950-55
1955 . . .	597.6	87.8	- 4.0	1880-1920
			+ 139.4	1920-55
			- 35.4	

FUENTE: *Energy in the American Economy, 1850-1975*, Apéndice, cuadros 9 y 13. Los autores agradecen la colaboración de John W. Kendrick, quien facilitó sus cálculos del PNB (definición del Departamento de Comercio), los cuales se derivan de los cálculos de Simón Kuznets para el período anterior a 1929. Estos cálculos serán publicados en el próximo volumen de la Oficina Nacional de Estudios Económicos, *Productivity Trends in the United States*. Los cálculos de Kendrick sobre el PNB en dólares de 1929, fueron traspassados a un índice de 1900 = 100.

ESTADOS UNIDOS: CONSUMO DE ENERGÍA POR  
UNIDAD DE PRODUCTO NACIONAL BRUTO,<sup>a</sup>  
1880-1955 (a intervalos de cinco años)  
(Índices: 1900 = 100)

ESCALA NATURAL



<sup>a</sup> Producto nacional bruto en dólares constantes (1929).

En resumen, la evolución puede describirse en la forma siguiente. Entre 1880 y 1955 se produjo un aumento de alrededor del 55 por ciento en el consumo de energía por unidad de producto nacional bruto, que equivale a una tasa media de 0.6 por ciento anual. Sin embargo, este aumento de modestas proporciones durante este largo período se compone de varios movimientos:

a) Un aumento entre 1880 y 1910 de 133 por ciento, que equivale a una tasa media de aumento anual de 2.9 por ciento.

b) Un período de estabilidad relativa comprendido entre 1910 y 1920. El decenio 1910-20 marca la culminación del período de aumento, y también la transición a una nueva relación básica entre la energía y el producto nacional.

c) Una disminución entre 1920 y 1955 de alrededor de 35 por ciento, que equivale a una tasa media de disminución de aproximadamente 1.2 por ciento anual.

del combustible que se habría necesitado para generar la misma cantidad de electricidad en el año.

No se consideró la leña, que representaba en 1880 más de la mitad del contenido total de BTU del suministro de combustible. Sin embargo, alrededor del 95 por ciento de la leña se destinaba a uso doméstico, no siendo por tanto consumida por los sectores de la economía cuya producción mide el producto nacional bruto. La energía hidráulica directa y la energía eólica tenían ya muy poca importancia relativa dentro de la energía total en 1880.

El análisis que sigue gravita en torno al cambio fundamental experimentado inmediatamente después de la primera guerra mundial por la relación que existe entre energía y producto nacional bruto, de la transición desde un período que se caracterizaba por la tendencia al aumento del consumo de energía a largo plazo en relación al producto nacional bruto, a un período que se caracteriza por la disminución constante del consumo de energía en relación con la producción nacional. El análisis se presenta en función de los factores clasificados en dos categorías generales.

a) Cambios en la economía total, que abarcan las influencias que tienen origen fuera del sector energía, como los que se producen en la estructura de la economía, y la eficacia general con que ésta funciona.

b) Cambios dentro de la economía energética, como los de la eficiencia térmica en el uso de la energía, y el aumento de la electrificación.

De hecho, es difícil establecer claramente la diferencia entre estos dos tipos de factores. Así, la mayor eficacia general con que funciona la economía tiene indudablemente relación con el modo y forma en que se consume la energía; por ejemplo, el aumento de la electrificación —cambios dentro de la economía energética— parece ser un factor importante que explica el aumento de la productividad total de la economía. Con todo, es útil la clasificación.

## 2. Cambios en la economía total

### a) Cambios estructurales

Es de suponer que mientras más rápida sea la expansión de la industria y la minería, en relación con la economía total, mayor será el consumo de combustibles comerciales en relación al aumento de la producción total de bienes y servicios del país. Es por tanto razonable partir con la hipótesis de que la tendencia creciente del consumo de combustibles minerales y energía hidroeléctrica por unidad de producto nacional entre 1880 y el decenio 1910-20, la tendencia decreciente que se observa en el período comprendido entre 1920 y 1955 guardan relación con diferencias en el ritmo de expansión del sector industrial, en comparación con la economía total, durante esos dos períodos.

La hipótesis se ha visto en parte corroborada por las circunstancias. En 1920 la industria manufacturera y la minería, medidas a través del índice de producción, eran cinco veces mayores que las de 1885. Esta expansión se efectuó a un ritmo más acelerado que el de la economía en su conjunto, la cual en términos de producto nacional bruto superó en tres veces y un tercio su nivel anterior. (Véase el cuadro 2). No es sorprendente que, en un período de industrialización tan rápido, aumente el consumo de energía por unidad de producto nacional. En el segundo período, entre 1920 y 1955, cuando el consumo de energía disminuyó en relación al producto nacional bruto, nuevamente el



Cuadro 2

## ESTADOS UNIDOS: CRECIMIENTO COMPARATIVO DEL PRODUCTO NACIONAL BRUTO Y LA PRODUCCIÓN INDUSTRIAL, 1885-1920 Y 1920-1955

Año	PNB	Índices de la producción			Relación de aumento en comparación con el PNB (PNB = 1.00)		
		Manufac- turera	Minera	Industrial total	Manufac- turera	Minera	Industrial total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1885 . . . . .	100	100	100	...			
1920 . . . . .	335	479	540	...	1.43	1.61	...
1920 . . . . .	100	100	100	100			
1955 . . . . .	311	359	234	339	1.15	0.75	1.09

## FUENTES:

Columna 1: *Energy in the American Economy, 1850-1975*, Apéndice, cuadro 13.Columna 2: Cifras de la Oficina del Censo de los Estados Unidos para 1885-1920, *Historical Statistics of the United States, 1789-1945* (Washington, D. C.: Imprenta del Gobierno), Series J 13 y J 14, índices de producción física de la industria manufacturera (Warren M. Parsons) en relación directa con el índice de producción física de todas las industrias fabriles (Oficina Nacional de Estudios Económicos). Las cifras para 1920-55 proceden del Índice de Producción Fabril del Directorio de la Reserva Federal.Columna 3: Índice de Volumen Físico de la Producción Minera, Oficina de Minas, *Anuario Minero de 1956* (Washington, D. C.: Imprenta del Gobierno), Vol. I, pp. 3-4.

Columna 4: Índice de Producción Industrial del Directorio de la Reserva Federal (manufacturas y minerales en conjunto).

sector industrial se expandió con mayor rapidez que la economía en su conjunto, pero no sucedió lo mismo con la minería. En tanto que el producto nacional bruto se elevó de 100 en 1920 a 311 en 1955, la producción manufacturera se expandió a 350, la producción minera a 234, y el total de la producción industrial a 339. Sin embargo, durante este período, el crecimiento más rápido de la industria no fue tan pronunciado como en el anterior; superó en apenas el 10 por ciento al total de la producción nacional en comparación con aproximadamente el 50 por ciento de aumento que corresponde al período anterior.

b) *Evolución de la productividad nacional*

La explicación parcial de la retroversión de la tendencia que acusa la energía en relación al producto nacional bruto que ocurrió después de 1920 puede residir en otra fuerza que influye sobre la economía total: la eficiencia con que los factores de insumo se transformaban, en general, en los productos finales que constituyen la producción nacional de bienes y servicios. Es a todas luces evidente que la eficiencia de la economía norteamericana en este sentido, expresada por el índice que mide la relación entre el producto nacional y el insumo de trabajo y capital, experimentó un cambio de tendencia en esa misma época.

Los estudios realizados por el *National Bureau of Economic Research*, que se refieren específicamente a la productividad de la economía de Estados Unidos señalan que poco después de la primera guerra mundial se produjo una marcada aceleración en la tasa de incremento de la productividad del trabajo y del capital. La trayectoria histórica de la relación de la energía al producto nacional bruto no es paralela a la del trabajo y el capital, como quedó demostrado por los estudios del *National Bureau*. El punto de inflexión de la relación energía-producto nacional bruto impli-

caba un retroceso de la tendencia, en tanto que el de la productividad del trabajo y del capital no entrañaba un retroceso sino por el contrario una marcada aceleración de una tendencia que siempre ha registrado una misma dirección. No obstante, lo que tiene importancia para los fines de este análisis es que la producción nacional, después de 1919, aumentó con mucha mayor rapidez en relación al insumo de trabajo y de capital que en el período anterior. No hay motivo aparente para creer que las mismas influencias generales que operaron para acelerar el crecimiento de la producción nacional después de la primera guerra mundial, en relación al insumo de trabajo y capital no hayan contribuido a aumentar, en alguna medida, la tasa de incremento de la producción nacional en relación al insumo de energía.

Es bien sabido que cuanto mayor es el uso de energía inanimada por trabajador tanto más aumenta la productividad general de la economía, pero esto supone que la naturaleza de los factores que causaron después de 1920 la aceleración del crecimiento de la producción nacional en relación al insumo de capital y trabajo, también podía influir en el incremento de la "productividad" del insumo de energía en relación a la producción nacional. ¿Se justifica esta hipótesis? Los estudios del *National Bureau* sugieren que la aceleración de la productividad del trabajo y el capital después de la primera guerra mundial se explica por el aumento del "capital intangible" de la sociedad; es decir, "todos los mejoramientos de las ciencias básicas, la tecnología, la administración de empresas, la educación y la formación profesional, que contribuyen a la producción", y otras influencias generales que influyen sobre la eficacia de ésta. Parece que, en parte, estos factores son del tipo que contribuye a aumentar la productividad de la energía, aunque la eficacia de algunos (por ejemplo, las ciencias básicas y la tecnología) podrían depender de gran-

Cuadro 3

ESTADOS UNIDOS: HORAS-HOMBRE, RENDIMIENTO POR HORA-HOMBRE Y POTENCIA EN CABALLOS DE FUERZA DEL EQUIPO INSTALADO POR HORA-HOMBRE EN LAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS PARA DETERMINADOS AÑOS ENTRE 1879 Y 1954

Año	Horas-hombre trabajadas	Producción por hora-hombre	Caballos de fuerza instalados por hora-hombre
	(1)	(2)	(3)
<i>Números índices</i> (1899 = 100)			
1879 . . . . .	54.2	68.4	64.2
1889 . . . . .	76.7	86.6	78.9
1899 . . . . .	100.0	100.0	100.0
1909 . . . . .	138.5	113.8	132.9
1919 . . . . .	173.7	127.5	166.6
1929 . . . . .	165.3	219.8	253.5
1939 . . . . .	134.7	276.5	389.1
1954 . . . . .	223.8	370.3	493.5
<i>Aumentos porcentuales</i>			
1879-1919 . . . . .	220	86	160
1919-1954 . . . . .	29	190	196

FUENTES: Columnas 1 y 2: Nueva York: Oficina Nacional de Estudios Económicos, John W. Kendrick, *Productivity Trends in the United States*, por aparecer, tras pasado a 1899 = 100, Columna 3: basado en las cifras en caballos de fuerza que aparecen en *Energy in the American Economy, 1850-1975*, cuadro 56.

des aumentos del insumo de energía por unidad de producto nacional. Por tanto, la composición del capital intangible no resuelve el problema.

No obstante, hay cierta base estadística en la circunstancia de que la aceleración que experimentó después de 1920 el aumento de la productividad dentro de la industria manufacturera no se ha debido a una aceleración comparable de la mecanización. En el cuadro 3 aparecen estos datos, que abarcan el período comprendido entre 1879 y 1954, y que establecen la comparación entre la producción por hora-hombre con los caballos de fuerza instalados por hora-hombre.

El cuadro 3 indica que entre 1879 y 1954 la producción por hora-hombre (productividad del trabajo) aumentó continuamente. También, durante el mismo período, aumentó ininterrumpidamente el número de caballos de fuerza instalados por hora-hombre. Sin embargo, en tanto que el número de caballos de fuerza instalados por hora-hombre aumentó aproximadamente 160 por ciento entre 1879 y 1919, la productividad del trabajo aumentó sólo en 86 por ciento. El aumento de 196 por ciento de los caballos de fuerza por hora-hombre después de 1919, correspondió al aumento del 190 por ciento de la productividad del trabajo. Así, la *aceleración* del crecimiento de la productividad del trabajo en la industria manufacturera, en el período posterior a 1919, no dependió de una *aceleración* similar

del aumento de los caballos de fuerza instalados por hora-hombre. Aunque los cambios en el grado de mecanización no dan una medida directa del insumo de energía, estas comparaciones parecen a primera vista demostrar que la productividad de la energía, por lo menos en la industria manufacturera, creció a un ritmo mucho más rápido después de 1920. Aparentemente fue así en respuesta a fuerzas de carácter general que contribuyeron a aumentar la productividad de toda la economía, dentro de las que desempeñó una parte muy importante el cambio en la forma de aplicación de la energía, especialmente en lo que se refiere a la generalización del empleo de la electricidad.

En un afán de resumir los efectos de los cambios en la relación energía-producto nacional bruto sobre la economía total, se ha adoptado la siguiente hipótesis: antes de 1910, el rápido crecimiento de la producción industrial en relación al total de la producción nacional se tradujo en una tendencia creciente del consumo de energía en relación al producto nacional bruto; después de 1920, aunque la producción industrial continuó creciendo con mayor rapidez que la producción total, disminuyó el consumo de energía por unidad de producto nacional bruto. Esto se debió: 1) a que el aumento de la producción industrial en relación al total del producto nacional fue más lento que antes de 1920, y 2) a que los factores generales que se tradujeron en una tasa mayor de producción en relación al insumo de capital y trabajo, aparentemente tuvieron un efecto similar en el aumento del producto nacional en relación al insumo de energía.

### 3. Cambios en la economía energética

#### a) Eficiencia térmica en la utilización de la energía

Los totales del insumo de energía, básicos para este análisis, miden los valores intrínsecos BTU de los materiales de energía primaria consumidos en los Estados Unidos. Es bien sabido que la eficiencia con que se convierten estos materiales en calor y trabajo mecánico aprovechables ha sufrido considerables variaciones durante el período histórico estudiado. En general estas variaciones han tendido al mejor aprovechamiento de la energía intrínseca que contienen los materiales primarios. Es indudable que la explicación que con mayor frecuencia se da de la tendencia decreciente de la relación insumo de energía a producto nacional bruto en las últimas décadas, está planteada en función de un aumento de la eficiencia con que se utiliza la energía. No obstante, como ya se señaló, hay otras razones, además de la mayor tasa efectiva de conversión de materias primas de energía aprovechable, que explican la creciente eficiencia en la utilización de la energía, que se mide por la relación que existe entre los insumos de energía a la economía y la producción de bienes y servicios.

Sin embargo, las variaciones de la eficiencia térmica han desempeñado un papel muy importante en la

disminución del insumo de energía primaria en relación a la producción nacional. Se han hecho algunos cálculos respecto de los cambios a largo plazo en la eficiencia térmica de conversión de combustibles en calor y trabajo mecánico útil en los Estados Unidos. Aunque las cifras en que se basaron los conceptos eran bastante aproximadas, en general dan la impresión de que el aumento de la eficiencia durante el siglo veinte ha sido mayor y más rápido que en los últimos años del siglo diecinueve. Putnam ha calculado que la eficiencia térmica media de la energía para uso general subió de aproximadamente 8 por ciento en 1850 a 11 o 12 por ciento en 1900, y a 30 por ciento en 1947.<sup>3</sup> Dewhurst supone que la eficiencia con que se realiza la conversión de combustibles y energía de fuentes hidráulicas (energía hidráulica aplicada directamente en 1850) en trabajo mecánico, subió de 1.8 a 3.2 por ciento durante la segunda mitad del siglo diecinueve, y se había elevado a 13.6 por ciento hasta 1950.<sup>4</sup>

Los adelantos en la eficiencia térmica están relacionados con la transformación radical que ha experimentado el consumo de combustible del país. Es bien sabido que ha disminuido, relativamente, el empleo de carbón y ha aumentado el consumo de petróleo y gas. (Véase el cuadro 4.) Se ha calculado que las tasas típicas de eficiencia térmica en transformación de combustible en calor para fines industriales son 55 por ciento para el carbón, 60 por ciento para el petróleo y 80 por ciento para el gas.<sup>5</sup> Igualmente se ha estimado que

<sup>3</sup> Palmer C. Putnam, *Energy in the Future*, Van Nostrand, Nueva York, 1953, pp. 89-90, 95, 416.

<sup>4</sup> J. F. Dewhurst et al, *America's Needs and Resources, A New Survey*, The Twentieth Century Fund, Nueva York, 1955, Apéndice 25-3, cuadro 1, pág. 1113.

<sup>5</sup> Nathaniel B. Guyol U. S. *Energy Resources for the Future* (Standard Oil Company of California, San Francisco, California, 1956), Apéndice, p. 1 (publicación mimeografiada).

la eficiencia térmica del carbón empleado para la calefacción de recintos comerciales y domésticos varía entre 40 y 60 por ciento, la del petróleo entre 60 y 65 por ciento y la del gas es 70 por ciento o más.<sup>6</sup>

Los ferrocarriles proporcionan un ejemplo destacado de los adelantos en la eficiencia térmica relacionados con los cambios en las fuentes de energía. En 1955, el servicio de fletes de los ferrocarriles consumía:

8 594 000 toneladas de carbón = 225 000 millones de BTU.  
53 428 000 barriles de petróleo diesel = 305 000 millones de BTU.

De donde se deduce que, por unidad de servicio de flete, el petróleo diesel se empleaba 5.8 veces más eficientemente que el carbón,<sup>7</sup> la cantidad mencionada de petróleo diesel reemplazaba 1 766 miles de millones de carbón BTU, lo que equivale a 67 405 000 toneladas de carbón bituminoso. La diferencia entre 1 766 miles de millones y los 305 000 millones realmente empleados bajo la forma de petróleo diesel, equivale a 1 461 miles de millones BTU, y representa aproximadamente el 4 por ciento del consumo acumulado de energía de la economía en 1955. En los servicios de pasajeros y de maniobras se logró realizar economías similares, pero en menor escala.

Aunque los datos anteriores son solamente ilustrativos, no cabe duda que las innovaciones en la eficien-

<sup>6</sup> *Ibid.*; también W. M. Holaday et al., "Fuels - Their Present and Future Utilization", *Proceedings, Twenty-Ninth Annual Meeting, American Petroleum Institute, Section III, Refining* (Chicago 1949), pp. 29-30.

<sup>7</sup> Basado en las estadísticas de la Comisión de Comercio Interestatal, que indican que en 1955 los ferrocarriles consumían 101 libras de carbón (equivalentes a 1 323 000 BTU) por cada 1 000 toneladas/milla brutas de flete, y 1.68 galones de petróleo diesel (228 480 BTU) para realizar la misma labor.

#### Cuadro 4

ESTADOS UNIDOS: DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES MINERALES, EN PORCIENTO DEL TOTAL, POR QUINQUENIOS, 1900-55  
(Sobre la base de los valores BTU)

Año	Carbón			Combustibles líquidos y gaseosos				Total de combustibles minerales (8)
	Bituminoso (1)	Antracita (2)	Total (3)	Petróleo crudo <sup>a</sup> (4)	Gas natural (5)	Gas natural licuado (6)	Total (7)	
1900 . . . . .	74.2	19.3	93.4	3.1	3.4		6.6	100.0
1905 . . . . .	73.7	17.4	91.1	5.6	3.4		8.9	100.0
1910 . . . . .	74.7	14.4	89.2	7.1	3.8		10.8	100.0
1915 . . . . .	72.4	14.0	86.4	9.2	4.4	<sup>b</sup>	13.6	100.0
1920 . . . . .	70.2	11.5	81.6	13.9	4.3	0.2	18.4	100.0
1925 . . . . .	64.8	8.1	72.9	20.6	5.9	0.6	27.1	100.0
1930 . . . . .	55.5	8.0	63.5	26.3	9.0	1.1	36.5	100.0
1935 . . . . .	51.2	7.1	58.3	30.2	10.5	1.0	41.7	100.0
1940 . . . . .	49.2	5.4	54.6	32.6	11.6	1.2	45.4	100.0
1945 . . . . .	48.9	4.4	53.3	32.1	12.9	1.6	46.7	100.0
1950 . . . . .	36.8	3.1	39.9	39.3	18.4	2.4	60.1	100.0
1955 . . . . .	29.0	1.6	30.6	42.7	23.6	3.1	69.4	100.0

FUENTE: *Energy in the American Economy, 1850-1975*, Apéndice, cuadro 7.

<sup>a</sup> Comprendido el movimiento comercial neto de productos de petróleo.

<sup>b</sup> Menos de 0.1 por ciento.

cia térmica ha sido un factor importante que ha contribuido a la disminución de la relación insumo de energía-producto nacional bruto en el período posterior a la primera guerra mundial; y es indudable que la aceleración del ritmo de aumento de la eficiencia térmica en el siglo actual en comparación con el siglo diecinueve, ha favorecido la modificación de la tendencia que acusa la relación energía-producto nacional bruto que aconteció después del decenio de 1910. No obstante, la información disponible no proporciona una base para medir en forma precisa el efecto de los cambios en la eficiencia térmica sobre las innumerables aplicaciones de la energía.

#### b) El aumento de la generación de electricidad

Desde 1902 se dispone de registros estadísticos adecuados para la electricidad, aunque la producción y distribución comercial de la misma comenzó aproximadamente 20 años antes. Incluso en 1902, cuando se levantó el primer censo en todo el país, las cifras sobre la energía eléctrica total generada se basaban en su mayoría en estimaciones. En todo caso, la industria estaba en sus comienzos a fines del siglo pasado, y la expansión de la misma hasta llegar a adquirir importancia dentro de la economía norteamericana se limita esencialmente al período siguiente.

El aumento de la generación de electricidad es uno de los factores importantes que explica el comportamiento de la relación energía-producto nacional bruto por dos razones fundamentales: la eficiencia con que se han convertido los combustibles en energía eléctrica, ha mejorado considerablemente durante los últimos cincuenta años; y la aplicación de la electricidad en la producción, ha aumentado rápidamente. Esta última, refleja uno de los aspectos variables de la composición del consumo de energía, y en especial de la tendencia a sustituir formas primarias de energía por secundarias; pero merece especial atención por su influjo sobre la organización de la producción industrial.

El aumento de la generación de electricidad entre 1902 y 1955 aparece resumido en el cuadro 5, en el que también se incluyen, con fines comparativos, las cifras sobre el consumo total de energía. También se expresa la generación de electricidad y el total del consumo de energía en forma de números índices, tomando como base el año 1902, para indicar el aumento comparativo de las dos series. Es evidente que el índice correspondiente a la electricidad aumentó con mayor rapidez que el del consumo total de energía; en efecto, entre 1902 y 1955 la electricidad aumentó veinte veces más que el consumo total de energía.

Aparte de su rápido crecimiento, este elemento componente del total de energía se caracteriza por grandes adelantos en materia de eficiencia térmica. La cantidad de combustible necesaria para la generación de un kWh por las centrales termoeléctricas disminuyó de un promedio de 6.85 libras de carbón o su equivalente en 1900, a 3 libras en 1920, y a 0.95 libras en

Cuadro 5

### ESTADOS UNIDOS: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD COMPARADA CON EL CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA PARA AÑOS DETERMINADOS, 1902-55

Año	Electricidad		Consumo total de energía (combustibles minerales y energía hidráulica)	
	Miliones de kWh (1)	Índice (1902 = 100) (2)	Biliones de BTU (3)	Índice (1902 = 100) (4)
1902 . . . . .	5 969	100	8 715	100
1907 . . . . .	14 121	237	13 831	159
1912 . . . . .	24 752	415	15 708	180
1917 . . . . .	43 429	728	19 597	225
1920 . . . . .	56 559	948	19 768	227
1925 . . . . .	84 666	1 418	20 878	240
1930 . . . . .	114 637	1 921	22 253	255
1935 . . . . .	118 935	1 993	19 059	219
1940 . . . . .	179 907	3 014	23 877	274
1945 . . . . .	271 255	4 544	31 439	361
1950 . . . . .	388 674	6 512	33 972	390
1955 . . . . .	629 010	10 538	39 729	456

FUENTES:

Columna 1: Cifras para 1902-17; *Estadística del Censo de Luz y Fuerza Eléctrica* citadas en Washington, D. C., Imprenta del Gobierno, *Historical Statistics of the United States, 1789-1945*, Serie C-171. Los datos para 1920-55 se basaron en la Comisión Federal de Energía, *Production of Electric Energy and Capacity of Generating Plants*, citada por el Instituto Eléctrico Edison en "Electric Utility Industry in the United States", *Statistical Bulletin for the Year 1957*, Nueva York: 1958, pág. 13. Excluye las pequeñas importaciones netas de energía hidráulica, que están contenidas en el consumo de electricidad expuesto en *Energy in the American Economy, 1850-1975*, cuadro 58.

Columna 3: *Energy in the American Economy, 1850-1975*, Apéndice, cuadro 7.

1955, lo que representaba un aumento de más de siete veces en la eficiencia térmica desde 1900. ¿Cuáles han sido los efectos que ha tenido este aumento de la eficiencia sobre la relación energía-producto nacional bruto?

Entre 1920 y 1955 el consumo de energía por unidad de producto nacional bruto disminuyó aproximadamente en 35 por ciento. (Véase el cuadro 1.) No obstante, supongamos que el consumo de energía para fines no eléctricos por unidad de producto nacional bruto haya disminuido en el grado en que realmente lo hizo durante este período, pero que la electricidad producida en 1955 requirió la misma cantidad de BTU en combustible por kWh que en 1920. Este es el mismo caso anterior, con la excepción de que no mejora la eficiencia térmica de la conversión de energía primaria a electricidad.<sup>8</sup> De acuerdo con este supuesto (considerando que el total de la energía generada, incluida la hidráulica, proviene de fuentes térmicas) el consumo de energía en 1955 y la relación a la expansión de la economía en su conjunto desde 1920, habría sido la siguiente:

<sup>8</sup> De hecho es evidente que de no haberse producido estos adelantos en la eficiencia térmica, el costo de la electricidad habría sido superior, y en consecuencia habría sido inferior el aumento del consumo de energía eléctrica.

las grandes fábricas) continuaban trabajando en vacío durante los períodos de detención de las operaciones. Es indudable que se habría logrado que disminuyera enormemente el número de "BTU de vapor" mediante un aumento menor del número de "BTU eléctricos" empleados.

Finalmente, el uso de mayor número de motores eléctricos en la manufactura y las innovaciones en materia de equipo de control eléctrico dieron a la industria una flexibilidad jamás alcanzada hasta entonces. Antes de la introducción del motor eléctrico, debía obtenerse la energía mecánica del motor primario único instalado en la fábrica, por reducidas que fueran las necesidades. De este modo las operaciones de fabricación debían planearse en forma de poder adaptar la ubicación de las máquinas a la del motor primario en vez de a la secuencia del proceso de fabricación (las mayores demandas de potencia debían ubicarse más cerca del motor primario). La introducción de la impulsión por unidades, en la cual cada máquina tiene su motor o motores propios, modificó fundamentalmente esta situación: se disponía de energía en forma absolutamente flexible, que se podía distribuir dentro de la fábrica de acuerdo a otras normas de organización eficiente y produciéndose una pérdida mínima de energía entre la subestación de la fábrica y la máquina.

Por tanto, parece probable que la mayor influencia que ejerció la electricidad sobre la eficiencia de las operaciones industriales no se debió a la sustitución de BTU de menor eficiencia térmica, por unidades más eficientes, sino a su efecto sobre la economía total de las operaciones industriales. Al desaparecer las limitaciones que imponían los sistemas de transmisión de energía mecánica interna, se presentaron nuevas posibilidades de aplicación de las modernas técnicas de administración industrial y de empresas. Por lo tanto, no es muy aventurado suponer que se pueda atribuir en cierta medida la marcada aceleración del ritmo de aumento de la productividad después de la primera guerra mundial, a los nuevos métodos de organización de la producción que fue posible aplicar a causa de la mayor electrificación de los procesos industriales.

Todo lo dicho parece servir de fundamento a la hipótesis formulada anteriormente: que pese al reducido número de BTU de la energía consumida en forma de electricidad, incluso en los últimos años, el aumento de la electricidad puede ser un factor muy importante para explicar la disminución de la relación energía-producto nacional bruto desde el término de la primera guerra mundial. Aunque sería necesario continuar las investigaciones para establecer la validez de este postulado, parece coincidir con las circunstancias actuales.

## ESTUDIO DEL ESTADO Y DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA URSS

por N. M. Chuprakov \*

El desarrollo de la industria de energía y de la electrificación general de todos los sectores de la economía soviética se está realizando con gran rapidez.

En la Rusia prerrevolucionaria esta industria tenía una capacidad total de instalación que comprendía un millón de kW y su generación, unos 2 000 millones de kWh anuales.

Desde el principio, el gobierno soviético le prestó gran atención, sosteniendo que la electrificación es un factor vital en la reconstrucción de la economía nacional y la piedra angular en la estructura industrial del nuevo sistema social.

En 1920, y por iniciativa de Lenin, se elaboró el plan GOELRO para la electrificación de toda Rusia. Este primer plan para el desarrollo de la economía soviética requería la construcción de treinta estaciones de energía con una capacidad instalada total de 1 750 MW en el curso de 10 a 15 años, y se realizó antes del tiempo señalado.

En dicho plan se establecieron por primera vez las siguientes premisas básicas:

a) El desarrollo total de la industria en las diferentes regiones del país es la base sobre la que se erigen las fuerzas productivas de la región correspondiente.

b) Es necesario descubrir los recursos locales de energía. Los potenciales locales de agua y combustible deben aprovecharse al máximo en el equilibrio de energía del país mediante la construcción de grandes plantas, cada una de las cuales sirva a todo un distrito.

c) Es preciso utilizar los métodos tecnológicos modernos y desarrollar sistemas de energía que aprovechen eficazmente la energía del vapor y de las estaciones hidroeléctricas.

Estas premisas fueron elaboradas en planes subsiguientes que abarcaron períodos posteriores. En todos los distritos del país se efectuó en gran escala la construcción de nuevas estaciones de energía de vapor e hidroeléctricas así como de redes completas.

A fines de 1960, la capacidad instalada en las estaciones de energía de la URSS era de más de 65 millones de kW. En 1960 se generaron en el país 292 000 millones de kWh, de los cuales 50 000 procedían de las estaciones hidroeléctricas. La producción de energía rebasa actualmente en 150 veces la de 1913.

Pese al enorme daño causado por la segunda guerra mundial, la industria de energía creció rápidamente. El crecimiento anual medio de la generación de ener-

gía en el período de la posguerra equivale al 12 por ciento.

En la URSS se erigen grandes estaciones de energía de vapor, en su mayoría cerca de las fuentes de combustible y enlazadas con los centros de carga por medio de líneas de transmisión de alto voltaje. Esto permite utilizar en gran escala combustibles locales y de clase inferior, incluyendo carbones baratos, lo que a su vez permite reducir extraordinariamente los gastos de transporte a grandes distancias.

Después de resolver varios y complicados problemas, los ingenieros soviéticos lograron la combustión, sumamente eficiente, de lignitos, antracita en polvo, turba, pizarra, así como el enriquecimiento de los productos secundarios del carbón en las estaciones de energía del país. Últimamente, el gas natural y el petróleo se utilizan cada vez más en las estaciones de energía.

El consumo de combustible en las estaciones de energía en 1959 se dividió como sigue: carbón, 73 por ciento; gas, 13 por ciento; petróleo combustible, 7 por ciento; turba y pizarras, 7 por ciento.

La principal tendencia progresiva en las estaciones de energía de vapor consiste en el uso del vapor a presiones y temperaturas cada vez más elevadas en unidades de funcionamiento muy eficiente. Por ejemplo, antes de 1928 el equipo de las estaciones de energía de la Unión Soviética estaba calculado para una presión de vapor inicial de 13 a 16 atmósferas abs. y una temperatura de 325 a 350° C. Actualmente las grandes unidades están instaladas para 130-170 atmósferas abs. y una temperatura de 365° C. Equipos de generadores de turbinas con estos parámetros de vapor y capacidad de 100, 150 y 200 MW están en servicio en los sistemas de energía del país.

En la actualidad, se están produciendo generadores de vapor y turbinas que se emparejarán en unidades de caldera-turbina con una capacidad de 300 MW y una presión del vapor a 240 atm. abs. 565° C. Se ha iniciado la construcción de unidades generadoras con superturbinas, de 500 a 800 MW y más.

El progreso logrado en nuestra industria de energía puede comprobarse también por la capacidad instalada en la mayoría de las estaciones construidas o en construcción en el curso de los últimos años y que equivale a centenares de MW, con una capacidad que supera en algunas al millón de kW, por ejemplo las estaciones de Cherepet, Yuzhno-Ural, Staro-Beshevsk, Tom-Usinsk, Lugansk, Prebaltic, Slavyansk, Schekin, Novocherkassk, Ali-Bairamlinsk, Tashkent, Tbilisi.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.03a.

Una importante tendencia progresiva de esta industria es el desarrollo de la termificación, que, al utilizar la producción conjunta de energía eléctrica y calor en las estaciones, facilita un gran ahorro de combustible (alrededor de 20 por ciento), si se compara con el costo del suministro de energía eléctrica y calor, por separado, a los consumidores.

La construcción de varias grandes estaciones hidroeléctricas nos ha permitido utilizar en alto grado nuestro potencial hidráulico. Un 20 por ciento de la generación total de energía en el país, en 1960, se debió a las estaciones hidroeléctricas.

Los sistemas de energía en Kolsk, Georgia y Armenia están casi enteramente servidos por estaciones hidroeléctricas. Los sistemas de Leningrado, Kuibichev, Stalingrado, Uzbekistan, Tadjikistan y otros tienen un gran porcentaje de estaciones hidroeléctricas. Dichas estaciones producen ahora importantes ahorros de combustible, que equivalen a más de 25 millones de toneladas anuales de carbón.

Recientemente las grandes estaciones hidroeléctricas de Irkutsk y Kremenchug, desarrollando cada una más de 500 MW entraron en funcionamiento con toda su capacidad. Ya se han producido por decenas los miles de millones de kWh de energía a bajo precio en las estaciones hidroeléctricas más grandes del mundo: la estación Lenin Volga que desarrolla 2 300 MW y la estación de Stalingrado con 2 563 MW.

Debe tenerse en cuenta que el resultado económico de las estaciones hidroeléctricas no se debe sólo a la energía a bajo precio que producen, sino también, en gran medida, a su aprovechamiento en la solución de importantes problemas relacionados con el riego, la navegación, las pesquerías, el control de crecidas, etc. Por ejemplo, las estaciones hidroeléctricas de Asia Central se utilizan simultáneamente para la generación de energía y el riego de centenares de miles de hectáreas de tierra seca y árida. Cuando se hayan terminado de construir las estaciones hidroeléctricas de las cataratas del Volga y del Dnieper, dichos ríos se convertirán en vías fluviales profundas formando las arterias del sistema de navegación fluvial en la región europea de la Unión Soviética.

Los enormes embalses creados en estas estaciones hidroeléctricas, ofrecen muchas perspectivas para el riego extensivo de los secos distritos agrícolas y de pastizales a lo largo del Volga en el sur de Ucrania.

Las estaciones hidroeléctricas y de vapor de la Unión Soviética están interconectadas en grandes sistemas de energía que suministran el gran volumen de la energía del país. Estos sistemas están en continuo desarrollo y consolidación, participando en otros más poderosos.

Hoy día los tres sistemas de energía combinados más importantes —el Central, el del Sur y el Ural— se han interconectado, creando el sistema de energía consolidada en la parte europea de la Unión Soviética.

Las principales líneas eléctricas de enlace que constituyen dicho sistema parten de la estación hidroeléctrica del Volga hacia Moscú y los Urales, y también

de la estación de Stalingrado a Moscú. Todas estas líneas operan con 400-500 kW. La mayoría de las líneas transmisoras tienen dos circuitos que van paralelos durante unos 1 000 kilómetros y que transfieren más de 750 MW por circuito.

En este sistema se está construyendo una línea de transmisión de corriente continua de 800 ( $\pm$  400) kW desde la estación hidroeléctrica de Stalingrado hasta Donbas, que puede transmitir en ambas direcciones de 750 a 900 MW. Esta línea, construida como instalación industrial experimental, es muy importante para el diseño de futuras líneas transiberianas de larga distancia (2 000-3 000 km) transmitiendo bloques extra-grandes de energía (4 000-5 000 MW) por corriente continua a un voltaje de 1 400 ( $\pm$  700) kV.

El rápido crecimiento de capacidad en los sistemas de estaciones de energía de la Unión Soviética ha sido siempre paralelo a profundas transformaciones cualitativas en la tecnología.

El automatismo y el telecomando se han desarrollado extensamente. Basta decir que hace muchos años que todas las grandes estaciones hidroeléctricas de distrito de la Unión Soviética se automatizaron por completo. Más de la mitad de ellas (basándose en su capacidad) están controladas o supervisadas desde las oficinas despachadoras por medio de dispositivos de telecomando. Hay decenas de estaciones hidroeléctricas de medianas dimensiones, sin personal, controladas y supervisadas a distancia.

La gran extensión del automatismo en las estaciones hidroeléctricas se caracteriza por el hecho de que grandes unidades de ruedas hidráulicas de 100 MW y más, funcionan automáticamente a velocidades normales en cuanto se da la orden de ponerlas en marcha; desde ese momento quedan conectadas con la línea autosincronizadamente, tomando la carga completa en el espacio de cincuenta a sesenta segundos. En varias estaciones hidroeléctricas se utiliza un operador automático para regular la operación de acuerdo con un horario de energía activa y reactiva previamente establecido.

Los generadores de ruedas hidráulicas conectados con líneas transmisoras de larga distancia van provistos de reguladores automáticos de reacción rápida, llamados reguladores de "acción fuerte", con objeto de aumentar la capacidad de transmisión de dichas líneas. En las salas de calderas de las estaciones de energía de vapor, el proceso de combustión está ampliamente automatizado, utilizándose reguladores electrónicos, así como en la producción de combustible pulverizado y en el suministro de agua para las calderas. Por otra parte, el funcionamiento de cámaras de bombeo para el agua refrigerante y el petróleo combustible, y también el manejo de este último, son completamente automáticos.

Ciertos procesos laboriosos se están mecanizando cada vez más. Por ejemplo, para la descarga del carbón, se han instalado volteadoras con una productividad de más de 1 000 toneladas por hora.

En las estaciones de energía y en las redes se utilizan dispositivos para los siguientes fines: cierre automático de las líneas de transmisión con comprobación o sin ella de la operación sincrónica previa al cierre; dispositivos automáticos para poner rápidamente en marcha las unidades de reserva en las estaciones hidroeléctricas cuando la frecuencia del sistema baja a menos de 49.5 c.p.s., y las térmicas de reserva cuando la frecuencia baja a 49 c.p.s., etc.

El plan septenal para el desarrollo de la industria de energía en la Unión Soviética, que abarca los años 1959-65, exige un desarrollo considerable de la energía y la electrificación de la industria, del transporte, de la agricultura y de los hogares. En este período la generación de energía debe aumentar en 2.25 veces incluyendo 520 000 millones de kWh para 1965. La capacidad de las estaciones de turbina tiene que elevarse a 60 millones de kW o 2.2 veces en el mismo período, y en 7 años alcanzará más de 113 millones de kW. La longitud total de las líneas de transmisión, de 35, 110, 150, 220, 330 y 500 kV aumentará durante este período en 200 000 km, o sea en más del triple, llegando a unos 300 000 km en 1965.

Esto significa que en el curso de estos 7 años se pondrá en servicio más capacidad que en los 41 años de existencia del gobierno soviético.

Una característica de este plan septenal para el desarrollo de la industria de energía en la Unión Soviética, estriba en que requiere la construcción de estaciones de energía muy grandes. Durante este período, se erigirán estaciones de energía de vapor de hasta 1 200-1 400 MW. En dichas estaciones, que estarán en su mayoría situadas en las regiones carboníferas, se instalarán generadores de turbina de 150, 200, 300 y más MW de capacidad, en unidades con una sola caldera de vapor.

Esto permite que la construcción de las estaciones de energía sea menos costosa y más rápida, con menor consumo de combustible y una generación de energía más económica. El equipo diseñado para vapor a 135 atm. abs., 565° C y 240 atm. abs. 580° C, se utilizará para las unidades de turbina y caldera.

Se pondrá en servicio una unidad de turbina de vapor a una presión de 300 atm. abs. y una temperatura de 650° C.

Durante el plan septenal se seguirán construyendo estaciones hidroeléctricas junto con las estaciones de energía de vapor que ahora predominan.

En la porción europea del país esto se está logrando con el aprovechamiento casi completo del potencial hidráulico del Volga, el Kama, el Dnieper, el Dniester, el Dwina, el Neman y otros ríos. Por ejemplo, en el curso de este período se terminarán las estaciones hidroeléctricas de Stalingrado y Saratov en el Volga, y se pondrá en marcha la construcción de la estación hidroeléctrica de Cheboxari.

En el río Kama se erigirá la estación hidroeléctrica de Votkinsk, y se pondrán en marcha las obras de la estación de Nizhne-Kama. El potencial de agua del

Dnieper inferior se aprovechará por completo cuando se pongan en servicio las estaciones de Dnieper-dzerzhinsk, Kanev y Kiev.

En 1960, con el final de las obras de diversos desarrollos hidroeléctricos del Cáucaso —en Azerbaiján, Georgia y Armenia— los sistemas de energía de estas repúblicas quedarán interconectados en el sistema de energía consolidado transcaucásico.

En lo que respecta a las obras de desarrollo hidráulico, la principal tendencia del plan septenal consiste en una intensificación notable de las obras de construcción en las estaciones de energía en las regiones al este del país, tales como Siberia, Asia Central y Kazajistán, donde se concentra más del 80 por ciento del potencial de agua de la Unión Soviética.

Factores como ríos con vasto caudal, cauces estrechos y orillas rocosas para erigir embalses altos, y condiciones favorables para la regulación del caudal, permiten construir allí grandes estaciones hidroeléctricas de mucha eficiencia. Los ríos Angara y Enisey son especialmente favorables a este respecto. En el Angara podrá construirse una serie de estaciones hidroeléctricas con una capacidad de más de 10 millones de kW y una generación anual de alrededor de 70 millones de kWh. En 1961, la segunda estación de la catarata de Angara entrará en funcionamiento, siendo la primera la de Irkutsk. Esta estación, excepcionalmente grande, en Bratzk, está proyectada para una capacidad de 4 500 MW. La presa de esta estación eleva el nivel del agua del río a unos cien metros formando un enorme embalse de reserva.

En el río Enisey se podrán erigir estaciones hidroeléctricas aún mayores con una capacidad total de 20 000 MW y una generación de más de 130 000 millones de kWh anuales. Una de ellas, la estación de Krasnoyarsk con una capacidad de 5 000-6 000 MW ya está en construcción. Las primeras cuatro unidades de esta estación, calculadas en 500 MW cada una, se pondrán en marcha para 1965.

La estación hidroeléctrica más grande de la Unión Soviética se erigirá en el Lena inferior. Esta estación gigantesca tendrá una capacidad de 20 000 MW con la posible generación de unos 100 000 millones de kWh anuales.

La construcción de grandes estaciones hidroeléctricas en los grandes ríos de Siberia, y de poderosas plantas termales trabajando en los más ricos depósitos siberianos de carbón económico, que puede extraerse a campo abierto, proporcionan un gran estímulo para la creación de un fuerte sistema consolidado en Siberia central, y en el curso de este plan septenal, líneas de transmisión de 220, 330 y 500 kV interconectarán las estaciones hidroeléctricas en el Irtysh, el Angara y el Enisey con estaciones de energía independientes en el Kuzbas, en Irkutsk, Cheremkhov, Kansk, Achinsk y otros lugares.

Para el futuro hay planes que crearán el sistema combinado de energía consolidada de Asia central, sobre la base de la estación hidroeléctrica Nurek de 2 700



## II. CRITERIOS ECONÓMICOS

### EXPERIENCIA ADQUIRIDA EN EUROPA EN LA INTEGRACIÓN Y EXPLOTACIÓN COORDINADA DE REDES NACIONALES DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por la Comisión Económica para Europa (División de Energía) \*

#### 1. Características de la generación de energía eléctrica en los países europeos

##### a) Distribución geográfica de las fuentes naturales de energía en Europa

En Europa, las fuentes naturales de energía están distribuidas en tres regiones geográficas:

—la región septentrional, que de oeste a este incluye Irlanda, el norte de Escocia, Noruega, Suecia y el norte de Finlandia;

—la región meridional, que abarca las Península Ibérica, el sur y el sudoeste de Francia, Suiza, Austria, Italia y el oeste de Yugoslavia;

—la región central, situada entre las dos regiones anteriores.

En las dos primeras regiones predominan los recursos hidráulicos. Sólo se encuentra carbón en algunos depósitos dispersos. En esta última región existen también depósitos de lignito en Yugoslavia, de gas y de petróleo en Francia, Italia y Yugoslavia, y fuentes de energía geotérmica en Italia. En la región norte (sur de Suecia y Finlandia) existen extensos depósitos de turba, que se explotan en forma muy limitada.

Los recursos de la región central están representados casi exclusivamente por combustibles sólidos; cabe mencionar aquí los yacimientos de hulla en el Reino Unido, Bélgica, los Países Bajos, Silesia, el Ruhr y el norte de Francia. Existen también grandes depósitos de lignito que se concentran especialmente en Alemania, Polonia, Checoslovaquia, Austria y Hungría. El potencial hidroeléctrico de la región central es bajo, excepto en el este de Yugoslavia y Rumania, donde también existen grandes depósitos de petróleo y gas natural.

##### b) Relación entre la generación de energía hidroeléctrica y térmica en Europa

Cabe destacar ante todo que la demanda europea de energía eléctrica se satisface exclusivamente a través de las centrales hidroeléctricas y térmicas. En 1959, la producción de las centrales de energía nuclear toda-

vía representaba sólo el 0.15 por ciento de la demanda.<sup>1</sup> Respecto a las fuentes de energía que pueden considerarse nuevas, la electricidad generada por el viento se emplea sólo en instalaciones aisladas, y el aprovechamiento de la energía geotérmica está confinada a algunos países, como Italia e Islandia.

#### 2. Desarrollo del sistema de interconexiones en los países europeos

##### a) Desarrollo de la organización de los servicios de energía eléctrica en Europa

En la mayoría de los países europeos, la explotación de la energía eléctrica tuvo su origen en la iniciativa privada.

En algunos casos, las empresas industriales construyeron centrales de energía eléctrica para satisfacer sus propias necesidades, y vendieron en las inmediaciones parte de la electricidad producida, que se dedicó generalmente a fines de iluminación.

En otros casos, las empresas privadas que proyectaron estas centrales lo hicieron con el propósito de explotar la producción de energía. Como la construcción de las redes de distribución necesarias para transmitir electricidad a los consumidores requería la autorización de las municipalidades, éstas se vieron obligadas a menudo a proporcionar ese servicio. La situación llevó al establecimiento de empresas municipales de energía eléctrica que explotaban redes de distribución alimentadas por centrales privadas o por centrales propias. Las redes de distribución se desarrollaron rápidamente en los centros urbanos, pero en la mayoría de los países europeos su introducción en los ámbitos rurales se produjo en época muy posterior. Para suministrar electricidad a numerosas redes locales, en esta segunda etapa se construyeron sistemas regionales de distribución alimentados por centrales más poderosas. Las autoridades locales o regionales de algunos países comenzaron entonces a interesarse en el desarrollo de la electrificación, y, en algunos casos, establecieron sus propias empresas de aprovechamiento eléctrico. Más tarde, en nu-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.25.

<sup>1</sup> Excluyendo a la URSS.

merosos países europeos, el propio estado suministró la energía eléctrica, utilizando métodos de explotación del servicio nacionalizado que variaban de un país a otro.

b) *Objetivos de la interconexión de centrales de energía eléctrica*

El propósito fundamental de la interconexión de las líneas y subestaciones que unían dos redes adyacentes, consistió inicialmente en procurarse asistencia mutua en casos de emergencia, o compensación de suministros de energía durante períodos de escasez de agua.

La capacidad de las líneas de interconexión empleadas era relativamente baja y no se había establecido el funcionamiento paralelo como norma general; las interconexiones se efectuaban separando parte de una red y conectándola con otra, o conectando grupos separados a una red de energía insuficiente.

Este método tenía la desventaja de causar interrupciones en el suministro; para subsanar el inconveniente, sin embargo, varios grupos de dos o más sistemas, comenzaron a funcionar permanente y simultáneamente en forma paralela. Este sistema de funcionamiento, que se hizo posible después de llegar a algunos acuerdos para regular la frecuencia y capacidad de los intercambios, aumentó sustancialmente la seguridad del suministro, y de ese modo pudo reducirse la capacidad de reserva de los sistemas interconectados.

Actualmente, como resultado del funcionamiento de grandes sistemas paralelos, la interconexión es un medio efectivo para:

—proporcionar un suministro ininterrumpido aún en el caso de fallas en ciertas líneas o de interrupciones en los equipos generadores;

—reducir la capacidad instalada de las centrales necesarias para satisfacer la demanda de los consumidores, con el consiguiente ahorro en la inversión;

—concentrar la capacidad en grandes centrales, equipadas con un número relativamente pequeño de equipos generadores de gran tamaño;

—coordinar el funcionamiento de todas las centrales que sirven a la red interconectada, reduciendo las pérdidas de agua en las centrales hidroeléctricas y los costos de combustible en las centrales térmicas.

c) *Desarrollo de las redes interconectadas en los países europeos*

Antes de la segunda guerra mundial, los únicos países europeos que contaban con sistemas interconectados a través de todo su territorio, eran Irlanda y el Reino Unido. En esa época, las centrales mayores de esos países funcionaban en paralelo y estaban coordinadas por una central de distribución. Durante ese mismo período, Alemania, Bélgica, Francia y Suecia comenzaban a efectuar interconexiones.

Actualmente, la mayoría de los países europeos han

completado la interconexión de sus redes, y, para un futuro inmediato, todas las centrales funcionarán en paralelo y estarán coordinadas por subestaciones de distribución provistas de teleindicadores, telemando y telecomunicaciones supermodernos.

3. *Desarrollo de las interconexiones de sistemas nacionales de transmisión de energía eléctrica*

a) *Objetivos de los intercambios internacionales de energía eléctrica*

Las ventajas de los sistemas interconectados de transmisión de energía eléctrica a nivel nacional, se explicaron ya en el capítulo precedente. Estas ventajas dependen de la capacidad total interconectada, por lo que es fácil comprender que los países europeos hayan tratado de coordinar gradualmente el funcionamiento de sus sistemas nacionales, interconectándolos.

En países como Bélgica, Dinamarca, los Países Bajos, Polonia y el Reino Unido, cuya energía eléctrica se genera casi exclusivamente en centrales térmicas, la coordinación nacional de las centrales unidas a la red de interconexión se limita necesariamente a garantizar una distribución de carga óptima entre las unidades generadoras, considerando su producción. En países donde la generación de energía es casi exclusivamente hidráulica, como en Austria, Noruega, Suiza y Suecia, la coordinación nacional del sistema se limita a evitar dentro de lo posible, las pérdidas de agua, utilizando la producción de centrales que aprovechaban el caudal de pasada, para encarar necesidades de carga normales, y la de centrales que aprovechan embalses para servir cargas de punta. Francia, por el contrario, cuyas centrales térmicas e hidroeléctricas comparten equitativamente la generación de energía eléctrica, puede aprovechar las diferencias que surgen del funcionamiento diverso de ambos tipos de centrales. Esta misma ventaja se deriva de la interconexión de redes nacionales.

Otro aspecto de la integración de las redes nacionales es la construcción de centrales de energía eléctrica. Los esfuerzos para reducir los costos de construcción y explotación de las centrales han conducido al empleo de unidades cada vez más poderosas. De aquí que la capacidad instalada total aumente en forma sustancial y quizás llegue a exceder las necesidades nacionales, por lo menos temporalmente. Esta situación ha hecho que algunos países vecinos coordinen sus programas de construcción, para beneficiarse con los intercambios de energía eléctrica. Comúnmente la explotación coordinada de sistemas nacionales interconectados supone movimientos de energía eléctrica entre ellas.

Al respecto, cabe distinguir los siguientes cinco tipos de intercambio:

—suministro garantizado por contrato

—suministro por contrato según las necesidades

—intercambios garantizados

—intercambios ocasionales

—suministro de emergencia.

MW, en Tadjikistan, y otras estaciones hidroeléctricas y de vapor que están siendo construidas en Uzbekistán, Kirguisia y Kazakstán.

El problema de la industria de la energía nuclear merece especial atención. Según mis informaciones, la primera estación de energía nuclear de 5 MW del mundo fue puesta en marcha en la Unión Soviética el 27 de junio de 1954, y en 1959 se inauguró la primera unidad de 100 MW. Ahora se construyen dos estaciones más que tendrán una capacidad total de 2 000 MW.

Debe señalarse que durante el plan septenal no se construirán en la Unión Soviética muchas estaciones de energía nuclear, ya que este combustible es bastante costoso si se compara con el de otras clases.

Lo cierto es que la Unión Soviética tiene los recursos naturales más abundantes para la producción de energía barata. Por ejemplo, el enorme potencial de agua de la URSS, que equivale a 1 700 000 millones de kWh anuales, es mayor que los de los Estados Unidos, Canadá, Inglaterra, Francia, Italia, Alemania y Japón juntos. Sobre la base de los datos, nunca insuficientes, respecto a nuestros depósitos de combustible orgánico (carbón, gas, petróleo y otros), se deduce que los de la Unión Soviética no tienen igual en el mundo.

La introducción de la tecnología moderna, la mecanización y la automatización de los procesos en las estaciones y redes de energía, continuarán en el período septenal en gran escala.

Cada vez se utilizarán más los computadores electrónicos digitales junto con el equipo de telecomando y de radiorrelevo para supervisar y regular la operación de los sistemas de energía.

Se invertirán en la Unión Soviética alrededor de 13 billones de rublos<sup>1</sup> durante el período 1959-65, en el desarrollo de la industria de energía, de cuya suma alrededor del 25 por ciento se aplicará a la construcción de sistemas.

Como ya hemos mencionado, en este período septenal se da prioridad a la construcción de grandes estaciones generadoras de energía de vapor, de 1 200-2 400 MW con unidades de 200-300 MW. El costo por kW instalado en estas estaciones fluctúa entre 50 y 65 rublos, dependiendo de la capacidad de la estación y de la clase de combustible utilizado (carbón, gas, petróleo). El costo inicial por KWh generado en estas

<sup>1</sup> Un rublo soviético equivale a 1.11 dólar de los Estados Unidos. Un kopec vale 1.11 centavo de dólar.

estaciones, varía de 0.12 a 0.35 kopecs de acuerdo con el precio del combustible empleado.

En grandes y modernas estaciones hidroeléctricas de 1 000 a 6 000 MW, el costo por kW instalado oscila de 75 a 250 y más rublos, según el tamaño y el tipo de la estación y las otras funciones desempeñadas por el sistema. Estos costos específicos son los de la utilización de la capacidad instalada en la estación durante 4 000 horas anuales por lo menos.

El costo inicial por kWh generado en grandes estaciones hidroeléctricas varía de 0.025 a 0.09 kopecs; o sea, que será de 4 a 6 veces menor que el de la energía obtenida en grandes estaciones de vapor.

Contemplando el futuro desarrollo de la economía del país, los institutos planificadores del Ministerio de Construcción de Estaciones de Energía de la URSS, junto con otras oficinas industriales, están trazando los primeros proyectos para el desarrollo de la industria de energía soviética en los próximos veinte años.

Se proyecta aumentar la generación de energía eléctrica durante este período como de 8 a 10 veces. Al hacerlo así, casi el 20 por ciento de la generación seguirá procediendo de estaciones hidroeléctricas.

La importancia específica de las estaciones de energía nuclear en el equilibrio de la generación de energía de las plantas termales comenzará hacia la segunda mitad de este período. La cantidad de generación de energía nuclear se determinará comparando las características técnicas y económicas de las estaciones que usan carbón, gas y petróleo con las que trabajan con combustibles nucleares. Es verosímil que en el futuro se construyan plantas termales con alta eficiencia, hasta 55 a 60 por ciento. Utilizarán la posibilidad de obtener energía eléctrica directamente del calor y de la energía atómica, superando la actual fase mecánica de conversión de la energía térmica con máquinas rotativas.

En los próximos veinte años se espera un gran incremento en el consumo de energía eléctrica en la industria y más aún en la agricultura, en el transporte y para satisfacer las necesidades privadas y públicas de la población.

En ese mismo período el sistema consolidado más grande del mundo (en lo que respecta a longitud de líneas) se integrará en todo el vasto territorio de la Unión Soviética, que es 1.1 veces mayor que el territorio de todos los países de la América Latina.



—La escasez de energía que se produjo en Alemania Occidental en el invierno de 1953/54 se subsanó eficazmente gracias a suministros provenientes de Bélgica, Francia, Italia y los Países Bajos.

—Ese mismo invierno, durante un período de extrema sequía, en el centro y norte de los Alpes, mientras existía abundancia de agua al sur de ellos, Italia pudo acudir en ayuda de Suiza y Austria, supliendo la escasez de energía hidráulica en aquellos países.

—Durante el invierno de 1955/56, la escasez de agua en los Alpes provocó una severa escasez de energía hidroeléctrica en Suiza. Para subsanar estas dificultades, los países productores de energía térmica organizaron un amplio programa de asistencia. Así, Suiza pudo satisfacer el 40 por ciento de su consumo nocturno y el 15 por ciento de su consumo diurno mediante importaciones. La República Federal Alemana proporcionó 240 MW, Bélgica, 45 MW, Francia, 50 a 100 MW, y los Países Bajos, 30 a 60 MW.

—En el invierno de 1959/60 se produjo una situación similar: la asistencia de los países interconectados permitió que Austria, normalmente un país exportador, importase aproximadamente el 10 por ciento de la energía eléctrica que necesitó el 19 de enero de 1960. Suiza importó el 23 por ciento de su consumo de electricidad durante varios días en noviembre de 1959, y el total de sus importaciones, en febrero de 1960, alcanzó aproximadamente al 15 por ciento del consumo.

#### 4. *Condiciones técnicas necesarias para la interconexión de los sistemas nacionales*

##### a) *Instalaciones para la interconexión de sistemas*

En muchos casos, la interconexión de dos sistemas se efectúa estableciendo simplemente una línea que une dos subestaciones de conexión emplazadas a ambos lados de la frontera y a corta distancia de ella.

Si los dos sistemas emplean el mismo voltaje, generalmente sólo se necesita una extensión sencilla desde las subestaciones existentes. Estas subestaciones, sin embargo, deben estar equipadas para medir la energía activa y reactiva intercambiada, a menudo mediante teleindicadores que permitan seguir sus fluctuaciones en un punto señalado de control. Si se interconectan directamente dos sistemas que utilizan el mismo voltaje, debe emplearse el mismo método de conexión a tierra del neutral.

Si el voltaje en los dos sistemas es diferente, deberá emplearse un transformador acoplado de dos bobinas o un autotransformador; en este último caso, los neutrales de los dos sistemas que deben unirse se conectarán directamente a tierra. En todo caso, el transformador acoplador deberá ser regulable dentro de márgenes muy amplios, permitiendo la regulación del voltaje para evitar la transmisión de la potencia reactiva.

Como la línea de interconexión permite obtener ayuda instantánea de otro sistema al producirse alguna falla, la conexión entre los sistemas debe prolongarse

en tanto no constituya riesgo para el equipo. Las líneas de interconexión, en consecuencia, deben protegerse adecuadamente para impedir que el circuito se interrumpa con rapidez excesiva en caso de averías graves causadas por cortocircuitos prolongados. Por lo tanto, a menudo se emplean dispositivos de protección ultrarrápidos con selección de fases y reconexión automática a fin de proteger las interconexiones internacionales.

##### b) *Conexión a tierra del neutral*

La elección de un método para conectar a tierra el neutral está vinculado estrechamente a la selección de un método para proteger las líneas. Si se emplean bobinas reductoras, el sistema adoptado para proteger las líneas puede ser relativamente progresivo y sin reconexión automática. Por otra parte, la conexión directa a tierra requiere una protección de líneas de acción rápida y con reconexión automática con el objeto de garantizar un funcionamiento constante.

Sin embargo, la interconexión de dos o más sistemas equipados con bobinas reductoras presenta el problema de una mayor corriente remanente, que puede exceder los límites de la extinción automática. En esos casos, es preciso separar los dos sistemas mediante un transformador, o adoptar otro método.

La separación mediante un transformador parece ser también el método más conveniente cuando los dos sistemas interconectados tienen el mismo voltaje, pero mientras uno está dotado de bobinas reductoras, el otro, o sea el neutral, está conectado directamente a tierra. Si el transformador es ajustable y la energía puede regularse, este método supera otros sistemas en que hay que introducir una resistencia homopolar regulable o algún dispositivo ultrarrápido de protección con reconexión automática.

##### c) *Regulación de frecuencia y de energía*

La interconexión de sistemas crea una serie de problemas vinculados a la regulación de la central generadora en servicio.

La potencia de la energía eléctrica que se intercambiará, se fija generalmente de común acuerdo, y su mantenimiento a un nivel determinado requiere cuidadosa regulación.

Cuando las capacidades de los sistemas difieren sustancialmente, se ha convenido a veces en que el sistema de mayor capacidad mantendrá la frecuencia de un valor especificado. Los demás sistemas que se conecten a él deberán regular su producción a base de esta frecuencia, a fin de mantener el nivel de potencia en el intercambio con el sistema principal.

Este método de control, sin embargo, tiene la desventaja de obligar al sistema responsable del mantenimiento de la frecuencia, a compensar cada variación en la carga global de los sistemas interconectados durante sus ajustes. Esta exigencia aumenta en forma

considerable las operaciones de regulación que debe efectuar el sistema principal.

El método conocido con el nombre de regulación de "frecuencia-potencia" proporciona el medio de subsanar estas dificultades, ya que obliga a cada sistema interconectado a hacer ajustes para encarar sus propias variaciones de carga.

La regulación de frecuencia-potencia es el método más usado en Europa Occidental, donde la mayoría de los sistemas están dotados de equipos automáticos.

#### d) *Otros problemas técnicos*

A fin de evitar la transmisión de corriente reactiva, prohibida a menudo en los convenios sobre interconexión de sistemas, es necesario disponer de dispositivos y aparatos de regulación para medir la corriente reactiva. La regulación se efectúa generalmente a través de un transformador equipado con telemandos para la regulación de subvoltaje.

Si existe la posibilidad de interconectar dos sistemas en diversos puntos, o varios sistemas entre sí, surge el problema de la operación en anillo; este tipo de operación permite mantener la interconexión incluso cuando una de las líneas que unen dos sistemas está desconectada.

Por lo demás, cuando varios sistemas operan en anillo, se superpone a una corriente circular, la que representa los intercambios de energía convenidos. Esta corriente tiende a reducir las pérdidas globales, lo cual constituye una ventaja más. Pero aunque la corriente circular reduce la corriente absoluta en algunos circuitos, la aumenta en otros, pudiendo provocar sobrecargas. Desde luego, la corriente circular puede reducirse introduciendo dispositivos para desplazamientos de fase, pero este equipo es muy caro. Si el anillo tiene la extensión suficiente, no existe peligro de sobrecarga, aunque antes de formar un anillo se recomienda estudiar sus posibles efectos a través de un sistema modelo.

### 5. *Condiciones para la organización y la operación coordinada de varios sistemas*

#### a) *Intercambio de información, expedición de convenios de intercambio y supervisión de las operaciones*

El funcionamiento interconectado de dos o más sistemas nacionales presupone la existencia de una subestación distribuidora nacional, o, por lo menos, de una subestación regional responsable de las operaciones con los sistemas extranjeros. Esta subestación debe estar equipada con telemandos y teleindicadores destinados a supervisar los intercambios de energía con otros países, y a regular estos intercambios según el programa convenido. La subestación debe contar también con conexiones telefónicas directas.

Si los intercambios de energía son de corta duración y sin previo aviso, los distribuidores de los dos países están facultados para hacer ofertas y firmar con-

tratos a corto plazo por propia iniciativa. De ahí que algunos países hayan acordado liberalizar sus importaciones y exportaciones de energía eléctrica dentro de ciertos límites de cantidad y duración, mediante convenios que autorizan la transferencia automática de dinero para cubrir el costo de la energía eléctrica intercambiada.

Los distribuidores de los sistemas nacionales deberán disponer ante todo de información regular respecto a las condiciones de producción en los sistemas interconectados. Con este objeto, la UCPTTE ha elaborado un sistema que permite la recopilación rápida de información sobre los intercambios efectuados, la cantidad de agua perdida y la situación de los diferentes países como importadores o exportadores. Esta información se transmite inmediatamente a los distribuidores nacionales por teletipo.

La experiencia adquirida en los ocho países miembros de la UCPTTE muestra que no es necesario establecer un centro internacional de distribución para una operación coordinada, a pesar de que la capacidad instalada total de los sistemas excede a los 30 000 MW.

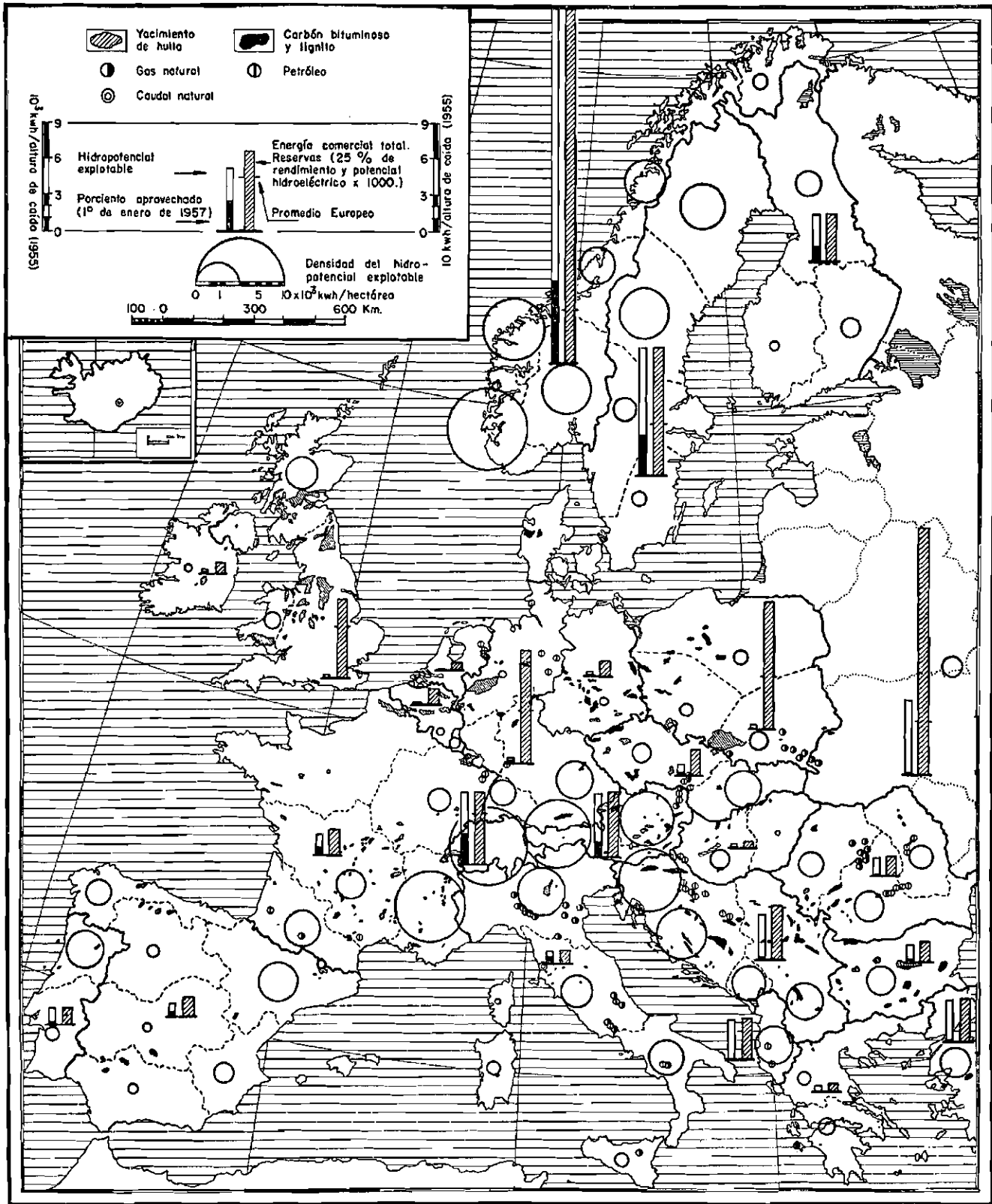
#### b) *Coordinación de los planes de conservación*

Toda central de energía eléctrica exige cada cierto tiempo algunas labores de conservación para las cuales es preciso desconectar temporalmente uno o más grupos de generadores. En los países que generan energía hidroeléctrica, estas labores generalmente se programan según el caudal probable, para aprovecharlo debidamente.

Los programas de reparaciones de las centrales térmicas dependen principalmente de las fluctuaciones en la demanda de punta diaria a través del año. Para garantizar el funcionamiento constante es preciso mantener reservas de energía durante todo el año, para subsanar fallas o interrupciones. Antes de que los sistemas nacionales se interconectasen, esta labor de reparación se efectuaba a través del año entero.

La interconexión ha permitido una cooperación efectiva entre los países productores de energía hidroeléctrica y térmica. Las labores de conservación de las centrales térmicas pueden concentrarse en el verano, mientras la energía hidroeléctrica importada sirve parte de su carga; se evita así la reparación de las centrales en invierno, época en que quizás deberían suministrar electricidad a los países productores de energía hidroeléctrica. La UCPTTE ha designado un grupo dedicado especialmente a esbozar un programa de reparaciones. Este grupo ha formulado recomendaciones tendientes a reducir el tiempo dedicado a dichas reparaciones. Ha estudiado, además, el problema del ritmo mínimo de explotación técnicamente ponderable, el arranque controlado rápido de las centrales térmicas y las precauciones que deben adoptarse al proyectar nuevas unidades térmicas.

# DISTRIBUCIÓN EN EUROPA DE LOS RECURSOS NATURALES COMERCIALES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Las fronteras señaladas en este mapa no implican que las Naciones Unidas las acepten o apoyen oficialmente.

Preparado por la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas.

Los suministros garantizados generalmente se rigen por contratos a largo plazo que constituyen la base del programa de suministro de energía en el país importador. Además de estipular las cantidades y potencia del suministro, estos contratos prevén a menudo la construcción conjunta de centrales eléctricas y de líneas de interconexión.

Los suministros de energía según las necesidades son suministros que un país pone a disposición de otro mientras su producción de energía se lo permite. Estos convenios pueden suspenderse a corto plazo, si se produce cualquier cambio imprevisto en las condiciones de explotación del país exportador.

Los intercambios garantizados se basan generalmente en las variaciones estacionales de los recursos hidráulicos: los países que producen energía hidroeléctrica se comprometen a entregar cierta cantidad de energía en el verano a los países que dependen de la energía térmica, recibiendo en cambio suministros invernales de energía. Así es posible concentrar las labores de conservación en las plantas térmicas durante el verano, y ayudar a los países que dependen de la energía hidroeléctrica durante el invierno, especialmente en los períodos de escasez de agua.

Como su nombre lo indica, los intercambios ocasionales se efectúan durante períodos muy breves, que a veces alcanzan sólo a algunas horas. Tienen la ventaja de poder suspenderse en cualquier momento. Se utilizan, por ejemplo, para evitar pérdidas de agua en los sistemas de energía hidroeléctrica cuando el mercado nacional está saturado, y permiten un ahorro sustancial de combustible en los países que dependen de la energía térmica.

Finalmente, el suministro de emergencia constituye una ayuda mutua entre países vecinos, en caso de producirse fallas que provoquen una reducción imprevista en la cantidad de energía de que se puede disponer.

#### b) *Instalación de líneas a través de las fronteras*

El proceso de interconexión, que comenzó con interconexión de centrales vecinas, se extendió a los sistemas regionales que surgieron de ahí. Los movimientos de energía eléctrica entre tales sistemas regionales pronto exigieron un aumento en la capacidad de las líneas transmisoras y el uso de voltajes cada vez más altos.

Con la interconexión de los sistemas nacionales, las cantidades de energía que han de transmitirse llegan a un límite máximo; lo que se necesita, por lo tanto, no es necesariamente la construcción de líneas especiales de transmisión para alto voltaje, sino más bien la conexión de los terminales de cada país a ambos lados de la frontera.

La transmisión de la energía eléctrica a través de un país intermediario se efectúa mediante el "desplazamiento de la carga", es decir, el país exportador entrega la cantidad acordada de energía en el punto que

conecta su propia red con la del país intermediario, que a su vez entrega esa misma energía en el punto de entronque con la red del país importador. La energía exportada inicialmente, levemente reducida por pérdidas reales o supuestas en la transmisión, se emplea en la red del país intermediario.

La capacidad y el número de las líneas de interconexión se han desarrollado paralelamente a los de los sistemas nacionales.

#### c) *Desarrollo de los intercambios internacionales de energía eléctrica*

Los intercambios de energía eléctrica entre los países europeos en 1959 representan en 1.4 por ciento del total de la energía eléctrica producida en estos países. Sin embargo, el volumen de estos intercambios aumenta constantemente con un ritmo más rápido que la generación de energía eléctrica.

En 1951 se estableció la Unión para Coordinar la Producción y Transmisión de la Electricidad (UCPTE), que debería garantizar el aprovechamiento óptimo de los medios de producción y transmisión de electricidad entonces existentes o proyectados en los siguientes países: Alemania Occidental, Austria, Bélgica, Francia, Italia, Luxemburgo, los Países Bajos y Suiza. Con este objeto, la Unión ha intentado facilitar y acrecentar los intercambios internacionales de energía eléctrica. En 1953, los países miembros de la UCPTE adoptaron normas especiales destinadas a alzar las restricciones sobre ciertas categorías de intercambios eléctricos, dentro de límites previamente establecidos. En 1956, estas normas se hicieron extensivas a los suministros estacionales, y se abolió el sistema de cuotas. Estas y otras medidas de la UCPTE, así como las destinadas a asegurar el intercambio rápido de informaciones respecto a la diversa situación de los países interesados en la importación o exportación de energía eléctrica, han logrado un rápido incremento en los países miembros de la Unión. En ocho años, el consumo global de electricidad de los países miembros se ha doblado casi (1950-1958), mientras su intercambio casi se ha triplicado en el mismo período. Las importaciones representan más del 3 por ciento del consumo total.

La mayoría de estos intercambios fueron operaciones a largo plazo, a saber, suministros sujetos a acuerdos entre empresas de dos países para la construcción y explotación conjunta de una central de energía eléctrica, o, intercambios estacionales de energía garantizados por contratos entre los países productores de energía térmica o hidroeléctrica. El resto de los intercambios eran suministros ocasionales, complementarios y de emergencia. Aunque el volumen de tales intercambios es relativamente pequeño, tiene valor real en la economía de la energía eléctrica en los países que los efectúan.

Las ventajas de estos convenios se observan claramente en los siguientes ejemplos de cooperación entre los países miembros de la UCPTE:



c) *Medición de las cantidades de energía eléctrica intercambiadas y métodos para contabilizarlas*

Los contratos para el intercambio de energía eléctrica en Europa son siempre bilaterales. Cuando un país suministra energía a otro a través del sistema de un país intermediario, generalmente se pactan remuneraciones en especie por el uso del sistema intermediario y en relación con las pérdidas ocasionadas. Los contratos referentes a los intercambios de electricidad generalmente estipulan la cantidad y la potencia que deberán suministrarse en cada caso. Contienen también cláusulas que consideran el establecimiento de programas de suministro diarios o semanales, la interrupción de suministro al producirse bajas en la frecuencia, y el control de la potencia reactiva. Los registros contables de las cantidades de energía suministrada se llevan simultáneamente en ambos países; la cantidad intercambiada se determina por el medio aritmético de la lectura de los contadores, y se comparten los costos que se considera representan pérdidas en la línea de interconexión.

La potencia a la cual se intercambia electricidad entre dos sistemas está sujeta siempre a fluctuaciones rápidas de magnitud variable. Estas fluctuaciones dependen de las capacidades de las máquinas empleadas, de la naturaleza de la carga y de los dispositivos de control, y habitualmente no afectan a las operaciones, por lo que no vale la pena tratar de eliminarlas. Asimismo, la potencia a la cual se intercambia electricidad debe medirse para fines contables por un sistema que desestime las fluctuaciones. Este objetivo se alcanza a menudo mediante contadores especiales que registran la potencia media a intervalos de 5, 10 o 15 minutos.

Cualesquiera que sean las precauciones adoptadas para controlar la potencia a la cual se intercambia energía, es imposible aferrarse a los programas establecidos. Para fines contables, sin embargo, el medio más simple es suponer que el programa se cumple si las operaciones han seguido su curso normal, sin interrupciones ocasionadas por fallas y con una frecuencia de estabilidad suficiente. La diferencia entre el programa y el funcionamiento efectivo se registra entonces en una cuenta de "intercambios involuntarios", que pueden pagarse en diversas formas. En algunos casos, se conviene un precio por kWh durante el día y la noche, mientras en otros el saldo se paga suministrando electricidad de baja potencia.

Si la frecuencia no es muy estable o si el equipo automático de regulación de frecuencia es más eficiente en algunos de los países que participan en la operación coordinada, las diferencias que tienden a controlar las fluctuaciones de frecuencia podrán recompensarse, mientras que aquellas que aumentan estas fluctuaciones deberán castigarse. Al respecto, la UCPTE ha elaborado un sistema contable que considera el comportamiento de cada uno de los sistemas interconectados.

El problema se complica al considerar la operación de varios sistemas con mallas cerradas, ya que además del suministro de energía previsto, existen corrientes de circulación que reducen las pérdidas, lamentablemente no en forma regular. De ahí que en los circuitos con mallas cerradas debe prorratearse el excedente de los beneficios sobre las pérdidas del conjunto de los sistemas interconectados. Un grupo de trabajo de la UCPTE está estudiando normas que permitan alcanzar resultados suficientemente precisos empleando un método simplificado de cálculo.

## ASPECTOS ECONÓMICOS Y TÉCNICOS DE LA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

por la *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)* \*

### *Introducción*

La Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIPEDE) aceptó complacida la invitación de la Comisión Económica para América Latina para asistir al Seminario de Energía Eléctrica que habría de celebrarse en la ciudad de México, en enero de 1961, y pidió a los miembros de su Comité de Interconexiones Internacionales que contribuyeran a esta labor dando a conocer la experiencia europea en el campo de las interconexiones nacionales e internacionales.

En este informe se esboza la interconexión europea de sistemas y sus ventajas, que se traducen en bajos costos y en un sistema coordinador digno de confianza.

Este estudio expone también algunas consideraciones generales basadas en la experiencia europea en el campo de las interconexiones, ventajas económicas en la generación y transmisión de energía eléctrica y funcionamiento de los sistemas. Asimismo describe las características técnicas que deben presentar los sistemas para garantizar una interconexión satisfactoria.

Los países europeos han evidenciado tales progresos en las dos últimas décadas, que los ingenieros latinoamericanos encargados de instalar y poner en marcha los servicios de energía eléctrica, seguramente tendrán interés en conocer aquella experiencia.

### *1. Interconexión de sistemas en Europa*

Lo expuesto a continuación se refiere, especialmente, a Europa Occidental, pero el desarrollo de los sistemas de energía eléctrica en Europa Oriental está sujeto a las mismas normas técnicas y económicas.

En casi todos los países europeos, la interconexión total de las redes de energía eléctrica se ha efectuado en época más o menos reciente, ya se trate de países pequeños como Bélgica, los Países Bajos, Portugal y Suiza; o de países de mediana extensión, como Francia, la República Federal de Alemania, el Reino Unido e Italia, o en fin, de países cuyas características geográficas exigen sistemas de transmisión e interconexión muy extensos, como Finlandia y Suecia.

Cabe destacar que la interconexión de los sistemas se efectuó con independencia de la política de generación y distribución de energía eléctrica seguida en cada país, o, lo que es lo mismo, se efectuó tanto a través de la industria eléctrica de propiedad del estado, lo que sucedió en Francia y en el Reino Unido, como a través de la iniciativa privada (Italia y la República

Federal Alemana), o también a través de ambas, de la iniciativa privada y nacionalizada (Portugal, Suecia y Suiza).

Diferentes factores han dado lugar a la creación de interconexiones nacionales en los diversos países. Para Francia, la República Federal Alemana, Portugal y Suecia, el factor primordial fue la necesidad de transmitir una gran cantidad de energía hidroeléctrica; para Italia, la necesidad de una compensación hidroeléctrica estacional; y para el Reino Unido, la oportunidad de utilizar el carbón en su lugar de origen y aprovechar totalmente las instalaciones a vapor de mayor rendimiento. Sin embargo, cualquiera que sea la causa, todos los países europeos tienen redes interconectadas que, a la larga, han adquirido gran importancia en el suministro de energía eléctrica, tanto respecto al aprovechamiento racional de la energía generada, como en lo relativo a la confianza que inspira su funcionamiento. Podemos decir que los sistemas eléctricos de un país son parte tan vital del desarrollo de su economía como los ferrocarriles o las redes camineras.

Hasta hace algunos años, los sistemas eléctricos de los diversos países constaban de líneas de alto voltaje para un máximo de 220 kV, pero en años recientes se han instalado líneas de transmisión para voltaje más alto aún (380 kV en el continente europeo y 275 kV en el Reino Unido).

Fuera de las interconexiones nacionales, existen interconexiones internacionales que adquieren día a día mayor importancia. En lo que concierne al presente informe, estas últimas son más interesantes que las nacionales. Por ello y exceptuando la interconexión entre la República Federal Alemana y Austria, los factores que determinaron las interconexiones nacionales (transmisión de grandes cantidades de energía generada por centrales hidroeléctricas, compensación estacional regular, mejor aprovechamiento de las centrales a vapor), pierden gran parte de su trascendencia. Hay otros factores que podríamos definir como "beneficio intrínseco" de la interconexión, a saber, posibilidades de intercambios ocasionales de energía que podrían producirse en cualquier momento, energía auxiliar para mutuo beneficio, mayor control de frecuencia, etc. Estos factores tal vez parezcan de importancia secundaria, pero, por el contrario, justifican la instalación de líneas de transmisión eléctrica de un voltaje máximo de 220 kV y de 380 kV en un futuro próximo.

Las interconexiones internacionales en Europa Occidental forman un conjunto integrado, cuya energía total aumenta constantemente. En el verano de 1959-60, ésta excedía de los 47 millones de kW. Los resulta-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.11.

dos técnicos y económicos obtenidos a través de las interconexiones internacionales son considerables y están representados principalmente por un sistema de explotación más eficiente y por la reducción de los costos de generación. Es significativo observar que en los seis países cuya interconexión es más completa, es decir, en Austria, Bélgica, la República Federal de Alemania, Francia, los Países Bajos y Luxemburgo, la energía producida en los años 1950-1957 aumentó en un 87 por ciento y la capacidad instalada en un 70 por ciento, mientras que, en los países carentes de estas interconexiones, la proporción generalmente se invierte. Otros resultados de la interconexión son una mejor explotación de los recursos hidroeléctricos y un funcionamiento más efectivo para llegar a las frecuencias deseadas y a la rápida eliminación de anomalías. Actualmente, la frecuencia europea, por lo general, se mantiene en  $\pm 0.05$  Hz (valor nominal).

El desarrollo de los sistemas interconectados no requirió una organización internacional específica, ya que los contactos bilaterales entre las organizaciones nacionales pueden afrontar los problemas inherentes al funcionamiento de las interconexiones.

Los organismos vinculados a la energía eléctrica cooperaron sustancialmente en el estudio y regulación de las interconexiones europeas. Además de la UNIPEDE, debemos mencionar la Unión para Coordinar la Producción y Transmisión de la Electricidad (UCPTE), auspiciada por la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Una conquista económica importante de la OEEC y de otros organismos afines ha sido el intercambio libre internacional de energía eléctrica, exenta de aranceles aduaneros, de restricciones de divisas o de reajustes monetarios.

Podemos decir, por lo tanto, que, en cuanto se refiere a la energía eléctrica, existe en Europa un auténtico mercado común. Cabe preguntarse, ahora, si en este cuadro favorable de las interconexiones nacionales e internacionales europeas no hay aspectos negativos que contrarresten las ventajas técnicas y económicas, sin duda considerables. En realidad, estos aspectos existen, aunque tienen escasa importancia. Las interconexiones extensas de los sistemas de alto voltaje proporcionan gran energía, y ello requiere equipos y aparatos de capacidad adecuada. El problema sin embargo, no es insoluble para la ingeniería moderna. Sólo queremos destacar que la interconexión muy extensa necesita un estudio detallado y una planificación concentrada y precisa. En estas interconexiones es difícil poner en marcha el sistema después de prolongados períodos de interrupción, pero las dificultades se superarían multiplicando los medios de control, complejos y costosos, sin duda, pero de suma utilidad.

Al considerar este problema, se temió que surgiesen graves dificultades en la apertura de sistemas interconectados a través de líneas cuya capacidad de transmisión, con respecto a la energía generada por ellos, era más bien limitada. Este temor se acentuó en el

caso de la interconexión entre Francia y la República Federal Alemana. Sin embargo, el problema se evitó estableciendo controles de frecuencia con un número suficiente de grupos de regulación.

A la larga, la técnica empleada para la construcción de los sistemas modernos elimina los inconvenientes que podrían surgir de las interconexiones muy extensas, y las interconexiones europeas, en la actualidad, funcionan en forma perfecta, con gran satisfacción de los países que las han establecido. Cabe señalar también que, a pesar de las diferencias de nacionalidad y de lenguaje, existe en Europa una actitud común con respecto a los problemas de la energía eléctrica, nacida de los contactos frecuentes entre los ingenieros de los distintos países, y que permite un fructífero y feliz intercambio de informaciones.

## 2. Observaciones generales sobre las interconexiones de los sistemas de energía eléctrica

Como se dijo ya en la introducción, el fin de este breve informe es examinar algunos criterios de valor general a la luz de la experiencia europea. No olvidaremos que los problemas de otros continentes tienen una escala diferente, y que su extrapolación es imposible. El tamaño de los grandes países latinoamericanos hace insensato cualquier intento de aplicar allí los mismos criterios adoptados en Europa. Pero aún así, en los extensos países de América Latina existen regiones cuya situación tal vez sea similar en muchos aspectos a la que enfrentamos en Europa. Y creemos que nuestros colegas latinoamericanos saben perfectamente hasta qué punto las soluciones europeas pueden aplicarse con éxito en sus propios países.

El problema fundamental de las interconexiones es la estandarización de las frecuencias y voltajes. En cuanto a las frecuencias, es poco lo que podemos decir: el mundo se halla dividido en dos grandes zonas, una que emplea 50 Hz y la otra, 60 Hz; la unificación, por lo tanto, es imposible. Sin embargo, como la diferencia de frecuencia afecta sólo a países cuya interconexión no es factible, sus consecuencias no son trascendentales. A menudo los equipos pueden funcionar en ambas frecuencias, y cuando está en juego un mercado continental, la necesidad de dos tipos de equipo, uno para cada tipo de frecuencia, no constituye un obstáculo insuperable.

El problema se agrava cuando los países que teóricamente podrían interconectarse, adoptan frecuencias diferentes; en este caso, las interconexiones sólo podrán llevarse a cabo mediante conversiones costosas y complejas. Este gran éxito obtenido en Europa se debe al valor estandarizado de frecuencia que existe en todos los países, y esto ha sido posible a pesar de la heterogeneidad de lenguajes, unidades de medidas, etc. Y así, cada vez que existe la posibilidad de unir los países mediante líneas de alta tensión, también será posible interconectar los respectivos sistemas eléctricos.

El problema de estandarizar los voltajes merece es-

pecial consideración. Teóricamente, no existen impedimentos técnicos para interconectar sistemas de energía eléctrica de diferentes voltajes a través de transformadores; en la práctica, empero, las interconexiones obtenidas mediante transformadores son de escasa importancia. En Europa tenemos interconexiones de sistemas de voltajes diferentes, pero como ya se dijo, su significación es ínfima.

La interconexión se ha extendido en gran escala a través de Europa desde que se estableció la estandarización del voltaje, y los resultados más satisfactorios se obtuvieron luego de decidirse por los 220 kV para la transmisión de alto voltaje. Los países próximos a los Alpes, por ejemplo, pudieron interconectar sus sistemas de 220 kV empleando líneas de unos diez kilómetros de largo. De haberse requerido estaciones transformadoras, por los considerables gastos de instalación y costos de explotación, la interconexión no se habría efectuado y los países se hubiesen visto privados de todas sus ventajas. Es preciso recordar también que la interconexión a través de transformadores limita las posibilidades de sobrecargas y disminuye la ayuda mutua entre las redes vecinas, en el caso de que produzcan grandes pérdidas de generación.

Hasta el momento, la estandarización de los voltajes en Europa ha producido resultados muy satisfactorios, especialmente en el caso de voltajes altos (es decir, superiores a 120 kV). Los voltajes inferiores no se adaptan a las necesidades de las interconexiones internacionales, excepto en los países pequeños. Por lo tanto, la estandarización de estos voltajes sólo afecta al equipo requerido.

Puesto que todos los países europeos han establecido ahora los 380 kV como el voltaje más alto, las interconexiones internacionales futuras a este nivel podrán hacerse sin dificultades.

Recientemente, los países de Europa Oriental también decidieron adoptar los 380 kV; en la URSS, sin embargo, las grandes distancias y la abundancia de energía han determinado la instalación de líneas de 500 kV, facilitada por la posibilidad de utilizar la misma forma de aislamiento empleada en las primeras líneas de transmisión de 380 kV.

Es interesante señalar los errores cometidos en el pasado en el desarrollo de los sistemas eléctricos, puesto que se desestimó un principio fundamental para la selección de los voltajes.

El ingeniero que planea un sistema de transmisión generalmente selecciona el valor de voltaje que sus cálculos señalan como el más adecuado para el sistema que proyecta, lo que da lugar a serias confusiones en cuestión de voltajes. No debe olvidarse que el costo de transmisión de energía eléctrica cambia muy lentamente cuando se altera el valor óptimo del voltaje. Más aún, los sistemas deben estudiarse en conjunto, considerándose debidamente la evolución a la cual están sujetas las cargas y la generación. Por lo tanto, no debe tenerse en cuenta el voltaje óptimo para cada transmisión dada, sino la serie óptima de valores que

deberá instalarse con el tiempo en una determinada región. La experiencia nos indica que los valores de esta serie deben espaciarse apreciablemente.

Recomendamos, por lo tanto, que los valores del voltaje de los sistemas proyectados se seleccionen entre las series de valores estandarizados por la Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission*), para garantizar un desarrollo coordinado y para facilitar la interconexión de sistemas nacionales e internacionales.

### 3. Posibilidades económicas ofrecidas por las interconexiones en relación con las centrales generadoras

La generación hidroeléctrica depende de las estaciones, del clima y de la ubicación geográfica de las centrales. Para regular la generación hidroeléctrica se requieren sistemas de embalses muy costosos; pero, aún así, es imposible regular la producción total de una región, puesto que existen centrales que no ofrecen condiciones adecuadas para la construcción de embalses. La compensación estacional de las centrales emplazadas en regiones hidrológicamente complementarias impide que se pierda una gran cantidad de energía.

En tales casos, el sistema interconectado impide el desperdicio de energía hidráulica desviándola hacia otra región. Italia ofrece un ejemplo típico de compensación estacional. La distancia media de 500 kilómetros entre los centros de generación eléctrica de los Alpes y de los Apeninos garantiza condiciones climáticas complementarias y económicamente ventajosas.

La interconexión desempeña también un papel importante en la generación de energía por vapor, porque permite un mejor aprovechamiento de las centrales y una mayor eficiencia en la determinación de la base del diagrama de carga, lo que garantiza un ahorro considerable de combustible. Es suficientemente conocida la superioridad de las poderosas centrales modernas construidas hace sólo unos diez años.

Uno de los resultados de la interconexión bien coordinada de sistemas es la posibilidad de utilizar centrales de menor eficiencia sólo para compensaciones estacionales o, de ser esto posible, para asegurar módulos de carga (turbinas a gas, centrales de arranque rápido).

Debemos mencionar también brevemente el uso cada vez más difundido de la generación nuclear de energía; desde un punto de vista económico, aún no puede competir con otros tipos de generación y, en muchos países, las estaciones generadoras de energía nuclear se construyen con fines exclusivamente experimentales. Sin embargo, para generar energía con un costo relativamente bajo, estas centrales deberán funcionar con factores de carga muy elevados. Las centrales de energía nuclear, por lo tanto, deberán estar unidas a interconexiones extensas, para las cuales la energía de las instalaciones nucleares está incluida en la base del diagrama de carga.

El problema de proporcionar equipos de repuesto

para asegurar la conservación constante de las instalaciones y para subsanar fallas y anomalías es común a todos los tipos de generación de energía. Las cifras europeas que se citaron en relación con el aumento de la energía producida y de la capacidad instalada durante los últimos años, muestran hasta qué punto la interconexión ha contribuido a un mejor aprovechamiento de la capacidad generadora existente y a ahorrar en el equipo de reserva.

#### 4. Posibilidades económicas ofrecidas por la interconexión respecto a la transmisión y el control de la energía

Si en un país dado existen diversos organismos que generan y suministran energía eléctrica sin fronteras geográficas definidas, como en Italia y Suiza, las interconexiones pueden reducir en forma apreciable las pérdidas de transmisión, gracias a la utilización común de líneas paralelas. La interconexión ayuda también a alcanzar las frecuencias deseadas. Es evidente que, al ser más extensa la interconexión, mayores son las posibilidades de compensación estadística, en lo que atañe a la fluctuación fortuita de la carga, que provoca variaciones de frecuencia. Cuando la interconexión es tan extensa como la de Europa Oriental, es posible reducir las variaciones de frecuencia a un nivel mínimo, insignificante para fines prácticos.

La interconexión no ofrece ventajas especiales para la compensación de cambios lentos de carga, que se subsanan a través del control automático de cada sistema, en el caso de que cada uno de estos sistemas individuales se controló automáticamente. Sin embargo, mientras mayor sea la red, más fácil será controlar la automáticamente, porque la energía del equipo regulador no aumenta en proporción con la energía de punta de la red. Este fenómeno se observa no sólo en las grandes redes nacionales europeas (de Francia y el Reino Unido, por ejemplo), sino también en redes parciales a gran escala, como las de Italia y la República Federal Alemana.

#### 5. Necesidades técnicas de la interconexión de sistemas

Como dijimos anteriormente, si las interconexiones se han planeado cuidadosamente y se ha cumplido con ciertos requisitos técnicos, las ventajas son siempre considerablemente mayores que las desventajas. Las necesidades técnicas pueden dividirse en las siguientes tres categorías:

a) El equipo debe estar adaptado a las intensas corrientes locales (cortocircuitos) provocadas por interconexiones extensas. Los interruptores de circuito, por lo tanto, deben tener una capacidad elevada de interrupción, y el equipo (especialmente los transformadores) debe poder soportar grandes tensiones electrodinámicas producidas por los cortocircuitos. El equipo de relevo debe ser preciso y de rápido funcionamiento para limitar las interrupciones y mantener el suministro, aunque las líneas se hallen recargadas en casos de emergencia.

b) Es preciso adoptar un sistema de control automático de las frecuencias y de los intercambios de energía para cada red. Exceptuando el sistema de control centralizado, los elementos más importantes de esta función son el control remoto y la regulación de los canales de señales; ambos sistemas deben funcionar de manera ininterrumpida y en forma totalmente segura.

c) El personal responsable de la distribución de la carga necesita conexiones telefónicas eficaces con todos los puntos del sistema y con los demás centros de distribución de la carga. Estas conexiones deben integrarse con los equipos de control remoto más modernos de que se pueda disponer, es decir, tableros indicadores, instrucciones en clave, etc. El progreso registrado por las técnicas modernas, especialmente por la electrónica, permite solucionar estos problemas en forma satisfactoria. Sin embargo, es importantísimo conceder atención preferente a la instrucción y adiestramiento del personal, que debe incluir todos los especialistas necesarios para el funcionamiento eficiente del equipo empleado.

## CRITERIOS ECONÓMICOS Y TÉCNICOS EMPLEADOS EN LA PREPARACIÓN DE UN PROGRAMA DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

por la *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)* \*

### 1. El problema del planeamiento

Debido al aumento del consumo de electricidad y al hecho de que suele producirse una demora de varios años entre el momento en que se toma la decisión de construir una central y el de su entrega al servicio, es necesario planificar el desarrollo de un sistema de producción. No se puede pretender que los planes a largo plazo sean de una rigurosa precisión y, por lo mismo, deben trazarse más bien para períodos limitados, considerando siempre al estudiar sus proyecciones a largo plazo, el carácter de las decisiones tomadas, y la probable vida útil del equipo.

Las características de producción de las centrales hidroeléctricas difieren de las de las centrales térmicas. Por tanto, difieren también sus características en cuanto a las relaciones de sus parámetros esenciales con lo que podrían representar sus posibilidades de satisfacer la demanda.

Además, las características económicas de los diversos tipos de centrales de energía son muy diferentes: la producción hidroeléctrica requiere grandes inversiones, pero tiene un costo de explotación bajo; en tanto que la producción térmica, con un alto costo de explotación, requiere inversiones relativamente menores.

En estas condiciones, el problema de adoptar un programa de dotación de equipo, que es de carácter técnicoeconómico, puede expresarse en forma general como sigue: "es un conjunto de operaciones de dotación de equipo que, al integrarse con el sistema existente, permite satisfacer una demanda dada en la forma más eficiente posible". Este procedimiento consta de cuatro etapas: *a)* la determinación de la demanda que se debe satisfacer; *b)* organización de un archivo de proyectos de explotación; *c)* elección del conjunto de operaciones que permitirán satisfacer la demanda; *d)* elegir, entre éstas, las que ofrecen mayores ventajas.

Una vez definida la demanda que se va a satisfacer y determinado el archivo de proyectos (con consideración debida de la capacidad, teniendo en cuenta su incorporación al sistema y el costo de la inversión), el problema de planeación se reduce a elegir el proyecto que ofrece mayores ventajas económicas en tanto que sujeto a la condición técnica de satisfacer la demanda.

Dejando de lado los consumos sobre los cuales influye la estructura del sistema de producción (por ejemplo, los autoprodutores, tales como la electroquímica

y electrometalurgia) se admite que hay otros consumos que se pueden predecir con bastante seguridad como para servir de base al programa de dotación de equipo.

En la práctica, se presentan dos posibilidades. Primero, cuando se puede calcular la evolución probable de los consumos, se traza un programa que brinde a la satisfacción de los consumos el grado de seguridad necesario, tomando en consideración, simultáneamente, las leyes estadísticas que gobiernan el funcionamiento del sistema y las leyes relacionadas con la evolución de los consumos. Segundo, se le da al programa cierta flexibilidad, a fin de adaptarlo a la evolución del consumo actual dentro de ciertos márgenes de seguridad, sin comprometer la regularidad del suministro. Además, siempre conviene que el plan tenga flexibilidad para que se pueda adaptar a las nuevas circunstancias. El plan es indispensable como elemento de coordinación, y una vez establecido debe llevarse a la práctica, hecho que no excluye en manera alguna la necesidad de revisiones periódicas, a que debe someterse con el objeto de considerar el giro de las distintas perspectivas.

Al elegir entre las varias operaciones posibles aquellas que satisfarán la demanda, surge una dificultad, dada la circunstancia de tener que adaptar la capacidad del sistema de producción, en todo momento, a la demanda de la red. La verificación de las posibilidades que presenta un determinado sistema de producción de satisfacer la demanda, durante el período considerado, exige la verificación de complicados cálculos, aun cuando se adopten ciertos supuestos simplificadores (por ejemplo, producción constante, altura "media" de caída). Esta dificultad, de orden práctico, puede superarse recurriendo a métodos que permitan probar rápidamente un gran número de hipótesis. Estos métodos se basan en la definición de cada unidad de energía, con respecto a su contribución a la demanda, que debe ser considerada de acuerdo con la parte que desempeña esa unidad en el sistema de producción como un todo. La experiencia demuestra que, cualquiera que sea el sistema considerado, la demanda se satisface si se logra dar al sistema de producción cierto número fijo de características. En otras palabras, cuando el sistema cumple cierto número prefijado de requisitos básicos para satisfacer el consumo, está asegurada la posibilidad de satisfacer todos los demás.

Estos requisitos fundamentales son el resultado de la combinación de las características del consumo y los

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.14.

requisitos esenciales del sistema de producción. Por ejemplo, puede decirse que, dejando de lado ciertas limitaciones, el requisito fundamental de un sistema de producción exclusivamente térmico consiste en atender la carga de punta máxima, en tanto que en un sistema exclusivo o predominantemente hidroeléctrico, a la dificultad de satisfacer la demanda de punta se añade el problema de los períodos de escasez de recursos hidráulicos.

Aunque estas características se definen separadamente para cada central o unidad de energía, deben considerarse desde el punto de vista de su contribución al sistema total. Por tanto, son características marginales, válidas sólo para ciertas estructuras generales del sistema.

## 2. Programas e incertidumbre

Si al término de los programas se observa que los problemas que surgieron en la práctica eran los que se preveían, las decisiones tomadas garantizarán el cumplimiento de los objetivos apetecidos. Y al contrario, es posible que las circunstancias reales difieran de las contempladas al hacer el programa. En otras palabras, un programa —por minucioso, lógico y coherente que sea—, no puede por su misma naturaleza prever todas las eventualidades. Esta observación es muy importante, porque a menudo se considera el programa como un fin en sí mismo, como la solución óptima de todos los problemas actuales y futuros, especialmente de los que se refieren a la selección de los medios de producción.

Cuando se analizan los conceptos de “solución óptima” y “costo mínimo”, es necesario proyectarlos y considerar los costos en función del balance final. Huelga decir que la elección actual de las instalaciones que se construirán no depende de la relación entre los costos de producción respectivos, tal como se presentan en el primer momento, sino de sus relaciones probables y futuras. Las relaciones entre los costos futuros de producción son indudablemente inciertas. Existe un margen de posibilidades, cada una de las cuales corresponde a un costo previsto de producción, que implica riesgos e incertidumbre. El margen depende, en parte, de la actitud adoptada por quienes hacen la elección, y ésta, a su vez, es un elemento de carácter subjetivo, de responsabilidad de la empresa productora de energía.

Toda elección acarrea cierto riesgo y puede llegarse a una decisión en cualquiera de las condiciones siguientes: en un estado de certidumbre; de incertidumbre; o bien, en un estado en que estén presentes ambos elementos. Existe certidumbre cuando se sabe que una acción determinada lleva a un resultado concreto; se produce incertidumbre cuando una acción puede tener diversos resultados concretos y cualquiera de ellos tiene la posibilidad de producirse. También se produce

incertidumbre cuando una acción puede provocar una serie de posibles resultados concretos, pero cuyas probabilidades son desconocidas o carecen de significado. Se presenta una combinación de certidumbre e incertidumbre cuando existe la posibilidad de disminuir la incertidumbre obteniendo posteriormente información, a medida que se desarrollan los acontecimientos. En cuanto a los programas de instalaciones de producción, lo corriente es que se presenten condiciones de incertidumbre o combinadas.

Sin embargo, hay ciertos casos en que decisiones secundarias (por ejemplo, la reconstrucción parcial de una unidad de baja producción) que, probablemente, no acarrearán ninguna modificación radical del equipo de la empresa, tienen que considerarse como si se basaran en condiciones de certidumbre. En estos casos, es posible recurrir a los procedimientos de descuento o programación matemática (en especial, programación lineal) para definir concreta y detalladamente las decisiones tomadas.

También se pueden emplear, en otras oportunidades, los mismos métodos científicos en la preparación de programas. Proporcionan un mecanismo para la selección racional de las centrales sobre la base de los datos iniciales disponibles que, según se dijo, están sujetos a incertidumbre. Sin embargo, los resultados son igualmente útiles, ya que ayudan a aclarar en parte los problemas y se pueden emplear como hipótesis de trabajo.

La identificación de los factores inciertos se hace en forma progresiva sobre la base de la información acumulada respecto de los resultados de las elecciones anteriores y de los nuevos factores que se presentan. Cuanto más grande sea el número y la complejidad de los factores inciertos, considerados importantes por la empresa, más amplia deberá ser la información. El objeto de ésta es disminuir la incertidumbre con respecto al futuro, sin eliminarla, sin embargo, completamente, ya que por su naturaleza misma los factores inciertos son ilimitados.

En resumen, un programa de producción es algo más que una simple lista de los proyectos que se realizarán sobre la base de una decisión cualquiera. Debe concebirse el programa como un instrumento para llegar a decisiones concretas basándose radicalmente en un criterio determinado y con el fin de alcanzar objetivos igualmente concretos. Los criterios en que se basa la decisión son muchos y algunos de ellos tienen un carácter subjetivo. En conjunto, forman una “función de decisión” cuyos numerosos y complejos parámetros son los que se usan generalmente en condiciones de certidumbre. El programa es, por tanto, resultado de una “estrategia” y debe usarse e interpretarse como tal. Esta estrategia supone que las elecciones sucesivas hechas en el futuro deberán estar de acuerdo con la información que se vaya obteniendo y que ésta debe recopilarse cuidadosamente.

Los programas trazados de acuerdo con determinada "estrategia" son flexibles en la medida que permiten que las elecciones sean coherentes con la información disponible en cualquier instante. Esta flexibilidad deriva de la circunstancia de no imponer al programa

ningún rasgo definitivo que impida la posterior adopción de otro tipo de sistema, de acuerdo con nuevas circunstancias, o de un criterio diferente, cuando resulta materialmente imposible tomar en consideración todos los factores inciertos.



## CRITERIO TÉCNICO Y ECONÓMICO QUE SE APLICA EN LA CONFECCIÓN DE PROGRAMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

por la *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE)* \*

### 1. Pronósticos de consumo

En el problema de los pronósticos de consumo algunos estudios llevan a la conclusión de que ellos han sido mucho más seguros en lo que se refiere a alumbrado y fuerza motriz que en lo que respecta a las aplicaciones calóricas de la energía.

La investigación de las posibilidades de consumo antes de comenzar al estudio de una red incluye:

a) El estudio geográfico de la zona cuyo programa se prepara;

b) El estudio de las condiciones eléctricas en la zona considerada y en las vecinas, teniendo siempre presente que en la mayoría de los casos debe dársele mayor importancia al aumento del grado de electrificación que a la electrificación misma de una nueva zona;

c) La determinación de la densidad media de la distribución de energía, el cálculo del desarrollo del consumo y el estudio de las características de los usuarios. El problema consiste, en primer lugar, en establecer, sobre la base de los datos estadísticos, los siguientes valores: el número previsto de kWh anuales por km<sup>2</sup> que deben suministrarse, clasificados por consumidores principales (por ejemplo, domésticos, industriales); y las variaciones futuras de la densidad del consumo y de los valores máximos previstos;

d) Determinación de la distribución topográfica probable de los consumos, teniendo en cuenta la naturaleza de los usuarios. Esta determinación puede basarse en las condiciones locales, porque los planes reguladores permiten establecer el carácter de las diferentes zonas (por ejemplo, residencial, industrial, mixto). Estos datos y los estudios estadísticos pertinentes (diagramas de carga, simultaneidad y utilización) indican el valor de los consumos y su distribución, cuyo fin último es facilitar el trazado de los mapas de los distritos estudiados en los que aparecerían las zonas y su densidad de consumo.

Frente a la posibilidad de construir o desarrollar una red, debe considerarse que las decisiones correspondientes no pueden basarse sólo en el hecho de garantizar el suministro más económico de las cargas únicas que existen en el momento de hacerlo. En un momento dado, cualquier decisión que se adopte respecto del desarrollo de una red influye sobre las decisiones posteriores, y cada una de ellas depende de los datos disponibles en el momento de tomarla, concernientes a la evolución de los consumos y a la técnica.

Si dicha información tuviera el carácter de certeza absoluta, se podría decir que la serie óptima de decisiones es aquella que reduce al mínimo el costo del suministro durante un período lo suficientemente largo como para que el descuento haga insignificante el costo de las instalaciones hacia el término del período.

En lo que respecta a la evolución del consumo y de las técnicas, sólo es posible hacer pronósticos de carácter aproximativo, basados en la extrapolación de las observaciones hechas antes de tomarse las decisiones. Parece razonable limitar el período estudiado a veinte o treinta años. La decisión que se tome será la primera de una serie destinada a reducir al mínimo el costo del suministro durante este lapso.

En vista del carácter problemático de los pronósticos, es posible que en el curso de una comparación con nuevos elementos de juicio, ésta lleve a modificar la serie de decisiones asumidas inicialmente, destinadas a reducir al mínimo el costo de suministro. En ese caso, la decisión adoptada puede o no convalidarse con las que se habrían elegido inicialmente si se hubiera dispuesto de estos nuevos elementos de juicio. En el primer caso, un pronóstico inicial errado no tendría consecuencias desfavorables. En el segundo, se habría cometido un error irremediable, y la única acción posible, al adoptar una nueva serie de decisiones, sería tratar de garantizar la reducción al mínimo del costo del suministro. Este caso se presenta con frecuencia en la práctica cuando se observa que la red no tiene las condiciones necesarias para evolucionar posteriormente en las mejores condiciones económicas.

### 2. Diagramas de la red

Se observa que la evolución de la distribución urbana se ha debido a menudo a las necesidades del momento y a la conveniencia de utilizar, hasta donde sea posible, las instalaciones existentes. Según esta opinión, se pueden subdividir las redes urbanas en las siguientes categorías:

a) *Redes con dos niveles primarios de distribución de voltaje*

i) Redes cuyo nivel primario de distribución de voltaje fluctúa entre 20 y 35 kV y cuyo nivel inferior oscila entre 3 y 11 kV. Este grupo incluye la mayoría de las ciudades más grandes del Reino Unido, cuyas redes fueron uniformadas a 33 kV para el nivel superior y a 11 o 6.6 kV para el inferior. También abarca

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.23.

la mayoría de las ciudades alemanas, aunque su normalización en valores de voltaje no es tan avanzada como la del Reino Unido. Sin embargo, virtualmente todos los valores adoptados están comprendidos dentro de un margen de 20 a 30 kV para el nivel superior y 4 a 10 para el inferior;

ii) Las redes cuyo nivel primario de distribución de voltaje fluctúa entre 50 y 60 kV y el nivel inferior entre 6 y 15. Este grupo incluye la mayoría de los grandes centros urbanos de Francia, cuyo nivel superior está comprendido entre 60 y 65 kV y el inferior entre 10 y 15 kV.

#### b) *Redes provistas de un nivel primario único de distribución de voltaje*

Éstas incluyen la mayoría de las redes francesas urbanas de menor tamaño (nivel único, 12 a 15 kV) y algunos de los centros urbanos alemanes de tamaño mediano (nivel único, 6 a 10 kV).

El problema de la elección del número y de los valores de la distribución primaria de voltajes puede dividirse en dos fases sucesivas: la fase teórica consiste en tratar de encontrar la solución más económica para un centro urbano con una determinada distribución de la carga y curva de aumento de la potencia, considerándose en los cálculos que las instalaciones en servicio son insignificantes. La fase práctica, en que se toman en consideración las instalaciones existentes y también los costos de adaptación o transformación de la red.

Generalmente se han adoptado ciertas hipótesis para simplificar el problema, especialmente en lo que se refiere a las tendencias de las cargas. Deberían tomarse como datos básicos las cargas existentes en las redes de distribución y, de manera especial, su desarrollo futuro. Este último debe usarse como fundamento de gradación de las inversiones. Según los cálculos se estima que podrían obtenerse resultados suficientemente positivos considerando condiciones que podrían producirse en un plazo de veinte años. Es decir, que la mejor solución para encarar una situación futura es considerar la dinámica del aumento de la carga.

Otro dato esencial es el diagrama de la red. Aunque se reconoce que estos diagramas son factores importantes dentro de la economía de inversiones y costo de explotación de las redes de distribución, usualmente se tiene en cuenta sólo el diagrama zonal de las líneas troncales principales, ya que éste es el factor más importante para la elección de los niveles de voltaje. Los resultados obtenidos en algunos estudios permiten, de acuerdo con comparaciones hechas, sacar dos conclusiones de validez general:

i) Puede considerarse que las tres tendencias que se observan en Europa en relación a la estructura de las redes primarias mencionadas son similares;

ii) Parece conveniente que el voltaje primario que abastece a las estaciones de distribución en MV/LV no exceda de 6-10 kV para las redes primarias de dos

niveles, y 15 kV para las redes de nivel único. Sería un error exceder estos valores para hacer frente a los aumentos de carga de una red existente, por las desventajas de orden económico que acarrearía.

### 3. *Estudio del desarrollo óptimo de las redes*

Como el criterio general empleado para elegir la mejor solución es el del costo mínimo, deben definirse primero los elementos del costo y determinarse luego la calidad del suministro. Este es esencial para que la comparación entre las diferentes soluciones posibles tenga un significado positivo.

#### a) *Calidad de la energía suministrada*

Las dos características principales del servicio de energía eléctrica son la continuidad del suministro a los usuarios y la regularidad del voltaje. Pueden planearse las diferentes redes de acuerdo con las interrupciones del servicio y las fluctuaciones de voltaje que tienen que aceptar normalmente los consumidores. En las redes de menor costo de construcción y explotación, la calidad del suministro es, por lo general, más deficiente. Para resolver esta dificultad, por lo menos desde el punto de vista jurídico, las autoridades que autorizan la distribución de energía eléctrica prescriben en los reglamentos pertinentes los márgenes dentro de los cuales debe mantenerse el voltaje, y también, aunque con menor frecuencia, la máxima duración anual de las interrupciones de servicio. Se acepta que los inconvenientes que derivan de no hacerse el suministro de la energía a un voltaje equivalente a su valor nominal es proporcional al cuadrado de las diferencias entre el voltaje suministrado y el estipulado por el proveedor. En cualquier estudio de redes, es necesario tener en cuenta las fluctuaciones de voltaje expresadas en porcentos (regulación). Asimismo será necesario determinar la energía (en kWh) no suministrada debido a las interrupciones del servicio.

Esta definición objetiva de la calidad del servicio no permite la comparación de las diversas soluciones que aparecen como posibles. Para este objeto debería determinarse una medida común que establezca la relación de las fluctuaciones de voltaje (regulación) y las interrupciones de servicio (kWh) por una parte, y los gastos en que se puede incurrir, por otra parte, a fin de disminuir la irregularidad del suministro.

Considerando el punto de vista del interés común de distribuidores y consumidores, puede mejorarse la calidad del servicio siempre que los gastos ocasionados produzcan una disminución por lo menos igual al costo monetario de los inconvenientes que sufren los consumidores a consecuencia de la irregularidad del servicio (igualdad entre los inconvenientes y los costos marginales).

Esto eleva a la evaluación de la irregularidad, o, para ser más precisos, a la expresión monetaria del grado de irregularidad y de los kWh no suministrados.

## b) Utilización del costo de la electricidad

En la definición del costo no sólo deben incluirse los gastos relativos a la construcción de las instalaciones, los costos de explotación, etc., sino también las sumas que representan el valor económico de la irregularidad del servicio. Este puede denominarse el costo de utilización de la electricidad. Cuando el costo de utilización alcanza un valor mínimo, garantiza que la solución es "sana" desde el punto de vista económico y no simplemente "razonable", desde un ángulo intuitivo, dado que el servicio suministrado tendrá la calidad que exige el interés general.

Se puede hacer la comparación entre las diferentes series cronológicas de gastos relacionados con el desarrollo proyectado de una red, actualizando estos gastos en relación a una fecha de referencia. Deben observarse ciertas reglas para buscar la mejor solución, que son de naturaleza económica y tienen validez cualquiera que sea la materia estudiada. Constituyen la *lógica externa de cada estudio*.

Otras reglas para preparar el camino que lleve a la mejor entre las numerosas soluciones posibles, difieren si la materia en estudio es un sistema extenso de voltaje extra elevado que abarque todo un país, o si se refiere a la red de bajo voltaje de un pueblo. Resultado de la reflexión y la experiencia, estas redes constituyen la *lógica interna de cada estudio*.

i) *Lógica externa o estructura económica del método*. Cualquier solución para el desarrollo de una red puede expresarse como una sucesión cronológica de centrales o unidades de energía.

En el período de modificación de su maquinaria, la red pasa por una etapa dada de dotación de equipo, que podría denominarse de inventario. Mientras permanece en esta etapa, la existencia y explotación de la red ocasionan ciertos gastos ordinarios, que son los gastos anuales de capital y los costos anuales de explotación, que incluyen el valor económico de las fluctuaciones de voltaje y ciertos gastos extraordinarios, por ejemplo, los que resultan de las modificaciones de voltaje. Finalmente, cuando se hace una modificación del equipo, se incurre en otros gastos (costos de desmantelamiento y transformación).

Definidos en esta forma los elementos que componen el costo de utilización, queda por estudiar en qué condiciones debería hacerse una modificación en el equipo. Se determina la fecha de la modificación tan pronto como se estudien los datos pertinentes a la red (consumo, estadística de interrupciones de servicio) y se fije el tipo de descuento.

ii) *Costo de una solución o estrategia*. Cualquier solución o estrategia se define como una serie cronológica de etapas de dotación de equipo. Si se conocen las fechas de transición de una etapa a otra (ver el párrafo que sigue) es fácil determinar el costo actualizado de esta solución. Es la suma de los valores actualizados de: a) los gastos ordinarios anuales (gastos de capital y costos de explotación) en relación a las etapas sucesivas de dotación de equipo; b) los

gastos extraordinarios ocasionales, y c) el costo de desmantelamiento, los costos diferenciales de modificación y el costo extraordinario de amortización debido al cierre en que se incurre al pasar de una etapa a otra;

iii) *Fecha de transición de una etapa a otra*. Cuando se produce el tránsito de una etapa a la siguiente, por lo general los gastos de capital de la segunda etapa son más altos de lo que hubieran sido en caso de mantenerse la etapa primitiva; los costos de explotación, en cambio, son inferiores. Además, el cambio acarrea gastos de desmantelamiento, de modificaciones diferenciales y costos extraordinarios de amortización, debidos al cierre.

La regla que rige la determinación de la fecha del cambio es simple. Si se desea pasar de la etapa  $E_i$  a la  $E_j$ , debe hacerse en una fecha tal  $E_i^1$  que, posponiendo o adelantando el cambio con respecto a la fecha, se aumenta el costo actualizado de la estrategia a que pertenecen  $E_i$  y  $E_j$ . También puede expresarse lo mismo diciendo que la fecha  $N_i^1$  es aquella en que al sustituir  $E_i$  por  $E_j$  se obtiene una utilidad igual a la tasa de descuento establecida para el estudio.

Si se descubre que se debieran haber realizado ciertas operaciones antes de la fecha inicial del estudio (años negativos de cambio), será necesario, si estas operaciones pertenecen a la serie cronológica óptima, iniciarlas a la brevedad posible y, teóricamente, en la fecha de iniciación del estudio.

iv) *Posibles estrategias*. Como se ha elegido un cierto número posible de condiciones para una red, es necesario, a fin de definir la estrategia óptima, determinar todas las series cronológicas de condiciones coherentes y elegir la de costo mínimo. Para ello, se calculan todas las fechas óptimas de transición de una condición a otra y todas las fechas negativas se refieren a la fecha inicial del estudio.

Poniendo estas fechas en orden y asociándolas con el período mínimo del estudio, se construye una serie que permite derivar las posibles estrategias de acuerdo con el número de cambios considerados (el número de cambios es igual al número de  $-1$ ). Basta, pues, para determinar la estrategia óptima, calcular los costos actualizados de las diferentes estrategias y compararlos.

El problema puede abordarse empleando equipo electrónico. Actualmente, se realizan en Francia experimentos prácticos previos a la aplicación general del método a todas las redes de distribución de ese país.

## 4. Conclusiones

Los puntos mencionados son el fruto de comparaciones y estudios de los problemas económicos relativos a la elección de las inversiones, que se han presentado en Europa Occidental. Es obvio que estos problemas y sus soluciones no se pueden aplicar a los países de América Latina, que tienen un grado diferente de industrialización, sin tomar las debidas precauciones. Sin embargo, hay ciertos principios generales que son también válidos para países en proceso de desarrollo y a ellos puede serles útil este informe.

## SOLUCIONES HIDRÁULICAS O TÉRMICAS PARA LA PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. SU COMPARACIÓN ECONÓMICA

por Raúl A. Ondarte \*

### 1. Comparación económica entre la utilización del Salto Grande o la construcción de una Usina Térmica equivalente para el servicio de la Zona Litoral Argentina a partir de 1971

A fines de 1959, la Argentina, a raíz de un acuerdo con las Naciones Unidas y el Banco Mundial, contrató con las firmas Tippets, Abbet, McCarty y Stratton, norteamericana, y Kennedy and Donkin, inglesa, la realización de un estudio que indicara las obras eléctricas que convendría construir en el decenio 1961-70.

Para estudiar la conveniencia o no de iniciar durante ese período las obras de Salto Grande, sobre el río Uruguay, se realizó una comparación entre el rendimiento económico de dichas obras y una usina térmica equivalente.

A continuación se resumen las características generales del problema y la forma en que fue resuelto:

a) *La obra:* Situada sobre el río Uruguay, a 370 km de Buenos Aires y a 420 km de Montevideo. Se supone que el costo de la presa se pagará por mitades entre la Argentina y el Uruguay, construyéndose dos centrales iguales, una en cada país.

b) *Centrales:* Cada central tendría 11 grupos de 70 MW, o sea que la potencia total instalada será de 1 540 MW y el valor medio anual de la energía despachada de 6 684 millones de kWh, 3 342 para cada país.

c) *Costo de la obra para la Argentina:* Considerando una equivalencia de 80 pesos argentinos por dólar, dicho costo sería el siguiente:

	Millones de pesos argenti- nos	Millones de dólares	Total (Millo- nes de dólares)
Presas y centrales . . . . .	4 282	106	159
50 por ciento a pagar por la Argentina . . . . .	2 141	53	80
Reconstrucción e indemnización en la Argentina . . . .	2 020	—	25
Transmisión y transformación hasta Buenos Aires . . . . .	1 880	44	68
<b>Total . . . . .</b>	<b>6 041</b>	<b>97</b>	<b>173</b>

d) *Central térmica equivalente:* Se supuso que la energía de Salto Grande podría ser sustituida por tres grupos de 200 MW. Se estimó su costo (instalado), en

168.3 dólares por kW (incluidos los intereses durante la construcción).

e) *El sistema litoral argentino en 1971:* La obra servirá al sistema litoral argentino, que abarca desde la ciudad de La Plata por el sur, hasta la de Santa Fe por el norte. En 1971 sus características presuntas serán:

Demanda máxima . . . . .	2 720 MW
Energía requerida . . . . .	12 850 millones de kWh
Factor de carga . . . . .	0.54
Capacidad disponible máxima de Salto Grande . . . . .	607 MW
Capacidad disponible segura . . . .	521 MW
Energía entregada por Salto Grande	3 179 millones de kWh

### f) Comparación de costos anuales:

	Sistema con Salto Grande	Sistema sin Salto Grande
	Millones de dólares	
Costo de capital (incluidos los intereses durante la construcción) sólo de las nuevas obras . . . . .	198.47	100.98
Costo anual del combustible (todo el sistema) . . . . .	46.84	61.40
Costo de operación y mantenimiento . . . . .	10.91	10.18
Depreciación de las obras (sólo de las nuevas) . . . . .	4.96	4.04
<b>Total . . . . .</b>	<b>62.71</b>	<b>75.62</b>

Es decir, la inversión necesaria para hacer entrar en el sistema a Salto Grande sería 97 490 000 dólares mayor que la requerida para prestar el mismo servicio con una central térmica. Supondría, en cambio, un ahorro anual de 12 910 000 dólares debido al menor costo de operación y mantenimiento del sistema. Suponiendo que el capital necesario para la inversión devengue un interés anual del 7 por ciento, el exceso de inversión de la obra hidráulica significa un pago anual de intereses de 6 724 000 dólares con lo que la economía neta para el sistema, con la usina hidráulica, resulta de 6.2 millones de dólares anuales.

g) *Recomendación del estudio:* El estudio citado no incluyó a Salto Grande entre las obras que debían entrar en servicio en la década 1961-1970. La ejecución de un programa puramente termoelectrico en la zona Gran Buenos Aires-Litoral exigiría una suma que podría exceder los 500 millones de dólares para las instalaciones energéticas. Se consideró que sería poco

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.29.

	Sistema con Salto Grande			Sistema sin Salto Grande		
	Pesos argentinos	Dólares	Total (Dólares)	Pesos argentinos	Dólares	Total (Dólares)
1. Inversiones en las obras . . . . .	7 160	109	198.5	2 830	65.6	101
2. Inversiones adicionales en producción de combustibles. . . . .				2 260	28.2	56.5
3. Total. . . . .	6 160	109	198.5	5 090	93.8	157.5
4. Gasto anual (explotación y depreciación) . . . . .			62.7			73.4

Así integrada la comparación, se concluye:

a) Que la solución hidroeléctrica significa una inversión de 41 millones de dólares más que la térmica;

b) Que la solución hidroeléctrica entraña una economía de explotación de 10.7 millones de dólares por año con relación a la térmica.

c) Que la solución hidroeléctrica implicaría una salida de 10.3 millones de dólares durante 20 años; la térmica una salida de 12.1 millones de dólares durante ocho años y de 6.8 millones de dólares durante 12 años más.

#### 5. Otros factores por considerar

a) La energía provista por los hidrocarburos es perecedera; la hidráulica no. El ingeniero J. Allende Posse sostiene que es desatinado usar una energía de la que se dispone en cantidad limitada pudiendo aprovechar otra inagotable. Esta cuestión lleva a la del ritmo de explotación más conveniente de la riqueza petrolera que posea un país. La relación actual entre la producción argentina y las reservas es alrededor de 1 a 50. El ritmo de explotación no es de ninguna manera exagerado, pero además debe agregarse que, presumiblemente, en el futuro las centrales eléctricas del país se alimentarán del gas que se produce al extraer el petróleo que el país

consume para satisfacer otras necesidades. Entonces la cuestión a decidir resulta entre aprovechar la energía hidráulica que se desperdicia pero que tendremos siempre en el futuro o la energía del gas, que una vez desperdiciada, perdida está para siempre.

b) La obra hidráulica en proyecto hace necesario que se tienda un puente entre la Argentina y el Uruguay; con ello se colmará una antigua aspiración que se traduce en beneficios susceptibles de ser evaluados económicamente.

c) La obra hidráulica crea belleza. La solución térmica, por el contrario, implica agregar una central que contribuirá a ensuciar un poco más el aire ya viciado de la ciudad. Este argumento es también importante.

d) En cambio, la obra hidráulica impregnará para siempre unas 40 000 hectáreas de tierra fértil en territorio argentino. También podría afincarse ahí una población de cierta importancia.

#### 6. La mejor solución

El objeto de esta comunicación no es discutir la mejor solución del problema, sino de servir de base para una discusión sobre los factores que deben ser tenidos en cuenta por quienes deben resolver un problema de esta naturaleza.

en divisas. Dado que el aumento de sus exportaciones ha de realizarse, probablemente, con lentitud, no puede, mientras avanza el proceso de desarrollo industrial que le permitirá sustituir algunas importaciones, descuidar su balance de pagos, con fuerte y continuada tendencia al déficit.

En el caso de Salto Grande el problema sería el siguiente:

Se calcula el costo de la usina térmica en 101 millones de dólares. En la superusina Dock Sud, la inversión en pesos argentinos es el 40 por ciento de la inversión total, pero en esta usina la inversión en obras civiles es anormalmente elevada. El estudio de TAMS y K & D acepta que para el Gran Buenos Aires los gastos del plan térmico, en lo referente a generación, insumirán algo más de un 30 por ciento en moneda nacional. Se considera prudente, por lo tanto, aceptar que de la inversión anterior, el 35 por ciento será en pesos argentinos y el 65 por ciento restante en divisas.

De esto resulta que la inversión en divisas para la central térmica sería de 65 650 000 dólares.

Según lo antes expresado, la inversión en divisas a cargo de la Argentina, resultaría en Salto Grande de 97 millones de dólares; para ser comparable con la anterior, esta cifra debe ser aumentada con los gastos de intereses mientras dure la construcción, resultando así de 108.6 millones de dólares.

Si ambas sumas se obtuvieran en préstamo al 7 por ciento de interés, a devolver en 20 años, en cuotas iguales, la cuota anual de devolución en el caso de la usina térmica, sería de 6.2 millones de dólares y en el otro caso de 10.3 millones de dólares. Ello implica una erogación anual aproximada de 4.1 millones de dólares más en caso de adoptarse la solución hidroeléctrica.

#### b) *La inversión en combustibles*

Si se tratara de una usina térmica a instalarse en un país importador de combustibles, es obvio que al estudiar el balance de pagos debería tenerse presente la importación adicional de los mismos.

La Argentina produce ya casi la totalidad de los hidrocarburos que consume; cabe asegurar (dada la magnitud de las reservas comprobadas) que en 1970 autoabastecerá totalmente su consumo.

Para aumentar la producción de combustibles en la medida necesaria para abastecer la nueva central deberán hacerse inversiones adicionales. En el momento actual se estima que la composición de las inversiones para la industria petrolífera es de un 60 por ciento en divisas y un 40 por ciento en pesos argentinos. Pero el desarrollo de la industria de la extracción y destilación del petróleo ha originado una industria subsidiaria en plena expansión. De ahí que parezca lógico aceptar que en 1970 la proporción de divisas será, como máximo, de un 50 por ciento.

Teniendo en cuenta los coeficientes de capital de la industria petrolífera en América Latina, resulta que

para producir en la Argentina un barril diario se necesita invertir 2 800 dólares en producción, 600 en transporte, 1 200 en refinación, 1 000 en comercialización y 100 en otros rubros indiscriminados, lo que da una inversión total de 6 000 dólares para producir un barril por día de los derivados de petróleo.<sup>2</sup>

En el caso específico del *fuel oil* no debe tomarse el valor de 6 000 dólares, pues se ofrece a menudo en plaza a un precio inferior al del crudo y es un combustible en cierta forma residual. Habida cuenta de que para la producción y transporte del crudo la inversión resulta de 3 400 dólares y la comercialización del *fuel oil* para grandes consumos es muy económica, cabe estimar en 4 200 dólares la inversión necesaria para producir un barril de *fuel oil* por día. Este valor es más alto que el tomado por Eidlicz.

El sistema integrado por la central térmica consumirá 780 000 toneladas más de *fuel oil*, o sea 4.9 millones de barriles. La inversión resulta, pues, de 56.5 millones de dólares.

Para hacer esta inversión adicional, la Argentina puede utilizar capitales privados, por ejemplo, otorgando concesiones. También puede encararla directamente por medio de Yacimientos Petroleros Fiscales (YPF), aunque parece difícil que la empresa estatal consiga préstamos a largo plazo para financiar una inversión de esta naturaleza. En todos los casos, trate-se de empresas privadas o estatales, los capitales invertidos habrán de retornar con prontitud al país de origen.

a) Supóngase que la parte en divisas necesaria para esta inversión adicional debe ser devuelta en 8 años, con un interés anual del 10 por ciento. Como la parte en divisas (50 por ciento del total) es de 28.25 millones de dólares, la devolución de esta suma en las condiciones anteriores significa un pago anual de 5.3 millones de dólares durante 8 años. La inversión en pesos argentinos sería de 2 260 millones.

b) Si la inversión ha quedado a cargo de YPF, de la venta de *fuel oil* (o de gas) a la central parece legítimo deducir una ganancia bruta no menor del 15 por ciento para el país (beneficios de la empresa, regalías, impuestos indirectos, etc.). Al precio de 1 500 pesos argentinos la tonelada, resultaría un beneficio de 175.5 millones, equivalentes a 2.2 millones de dólares al año. Corresponde descargar el gasto anual de explotación de la central térmica de esta suma, con lo que resulta ahora de 73.4 millones de dólares.

#### 4. *La nueva comparación*

Llevando los nuevos valores a un cuadro, la comparación, expresada en millones, es como sigue:

<sup>2</sup> Véase *La energía en América Latina, sus posibilidades y problemas* (E/CN.12/384/Rev.1), publicación de las Naciones Unidas (Nº de venta: 57.II.C.2), p. 243. Los coeficientes que allí se dan prácticamente coinciden con los de José O. Martínez, "necesidades de energía", en *Energía Industrial*, noviembre de 1958.

prudente agregar ahora otros 100 millones de dólares. Sin embargo, se recomienda mantener en estudio el proyecto de Salto Grande a fin de ponerlo en práctica tan pronto como la situación lo permita, tanto en la Argentina como en el Uruguay.

Otras razones tan importantes como ésta, permiten dudar que esta obra pueda entrar en servicio antes de 1970. Para ello debieran comenzar los trabajos a más tardar en 1964. Y antes de esa fecha deben cubrirse varias etapas: primero, la realización del proyecto definitivo, cuyo estudio está recién adjudicado, y que ha de llevar más de un año; luego, la gestión y obtención de un crédito por más de 200 millones de dólares, para hacerlo posible. Es obvio que dicho crédito deberá ser pagado en no menos de veinte años. Actualmente la institución que puede concederlo en mejores condiciones es el Banco Mundial. Y si en la Argentina existen estudios aceptados por el Banco, referentes a la posibilidad de la obra y a la existencia de un mercado capaz de absorber la energía que produzca, no ocurre lo mismo en el Uruguay. Por otra parte, los préstamos del Banco Mundial se realizan dentro de un cierto "plafond" que el Banco calcula prudente para cada país y el Uruguay es ya deudor del Banco por sumas relativamente importantes. Todo ello implica gestiones laboriosas y nuevos estudios técnicos antes de que un préstamo de esta magnitud sea concretado.

## 2. Los factores no considerados

Algunas obras hidráulicas son de "beneficio múltiple" y sirven no sólo para generar energía, sino también para incorporar nuevas tierras al cultivo por medio del riego o para regularizar el río impidiendo crecientes catastróficas, o para mejorar las condiciones de su navegación. En la comparación económica debe estimarse la incidencia de esos beneficios.

En el caso de Salto Grande, tal estimación no se ha hecho, por las razones que se dan en el estudio citado.

No corresponde estimar beneficios por regulación del río ni por riesgo. La presa no tiene capacidad de regulación y el riesgo se beneficiará al disponer de energía, barata para el bombeo, pero no por un sistema de riego derivado del lago; por ello no corresponde incluirlo como un beneficio adicional en la comparación económica.

El problema, en cambio, no resulta tan claro al evaluarse los beneficios de la navegación. En la comparación o presupuestos anteriores sólo se incluyeron las obras necesarias para mantener la navegación en las mismas condiciones que en la actualidad, para lo que se construye una presa de compensación, con esclusas. Y el costo de esas esclusas —y de esta presa— fueron cargadas totalmente, según se ha visto, a la generación de energía.

El anteproyecto argentino-uruguayo incluye esclusas en la presa principal, que, en último término (ello depende también de la altura definitiva que se dé a la presa), pueden incorporar a la navegación todo el Uru-

guay superior dando salida a la producción ribereña, no sólo de Corrientes, sino también de Misiones y del Brasil. El proyecto adquiere así una envergadura diferente. No existe una estimación, en términos económicos, de los beneficios que esa navegación puede reportar. Ese estudio se está realizando actualmente por la firma de consultores especializada que prepara el proyecto definitivo de la presa, pero no es sencillo. Podría resultar de él, que parte del costo de la presa debiera cargarse a los beneficios que produce la navegación, en cuyo caso la comparación resultaría más favorable a la solución hidroeléctrica. La dificultad del problema se agudiza por el hecho, anormal, de que en la Argentina el tráfico fluvial suele ser más caro que el terrestre, debido a múltiples factores, entre otros, las regulaciones administrativas y laborales y un sistema de tarifas que incluye muchas tarifas totalmente divorciadas de los costos. Cabe agregar también que es posible que las obras destinadas a mejorar la navegabilidad no sean pagadas por mitades entre Uruguay y la Argentina, por beneficiar más a nuestro país, lo que también debe ser tenido en cuenta en la comparación económica.

El hecho real es que una vez que se estimen los beneficios que reportarán las obras al mejorar la navegación, supuesto que ello se logre en forma convincente, solamente entonces podrá decirse con seguridad si corresponde descargar o no a la generación eléctrica de una parte del costo de la presa. Debe tenerse presente, además, que el costo de la presa es algo menos de la cuarta parte de la inversión argentina y que sólo esa cifra podrá resultar parcialmente reducida.

## 3. Otros factores importantes en la economía argentina

Existen, como ya dijimos, otros factores que, aun cuando extraños a la metodología generalmente usada en Estados Unidos y en Europa para este tipo de comparaciones, adquieren relevancia en economías que afrontan problemas de escasez de divisas, o sea, que tienen en general insuficiente capacidad para importar, caso común a todos los países de la América Latina. El Ing. Francisco García Olano cree necesario agregar a la comparación el cálculo sobre la necesidad de divisas que insume cada solución. Por otra parte, el Ing. A. Eidlicz<sup>1</sup> insiste en la necesidad de incluir entre las necesidades de capital exigidas por las soluciones térmicas, las inversiones necesarias para producir los combustibles que deberá consumir la central. A continuación se analizan ambas observaciones, incluyéndolas en la comparación.

### a) Las inversiones en divisas

Para acelerar su desarrollo económico la Argentina necesita realizar grandes inversiones, muchas de ellas

<sup>1</sup> Véase "Bases económicas para el establecimiento de prioridades en un planeamiento energético", trabajo presentado al 4º Congreso Argentino de Ingeniería.

# EVALUACIÓN DE UN PROYECTO HIDROELÉCTRICO POTENCIAL COMO AGREGADO A UN SISTEMA EXISTENTE DE ENERGÍA

por Léo A. Penna \*

## Introducción

En el presente estudio sobre evaluación de proyectos hidroeléctricos hay que considerar, *a)* la energía hidráulica, derivada del aprovechamiento de los ríos, y *b)* la energía térmica, proveniente de la planta convencional a vapor que emplea combustibles fósiles. Las conclusiones de este estudio podrán aplicarse a otros sistemas productores de energía, siempre que mantengan la misma continuidad de producción que la de la planta a vapor y se les asignen valores apropiados a sus insumos de capital y de explotación.

Por consiguiente, toda evaluación de un proyecto de esta naturaleza consistirá en determinar si su realización es más recomendable que la de otros proyectos hidroeléctricos o que el de una planta a vapor equivalente.

Los métodos estimativos de la capacidad de un proyecto hidroeléctrico, así como las funciones y ventajas de la energía hidro y termoeléctrica como fuentes de suministro en servicios de utilidad pública, han sido extensamente debatidos por las autoridades en la materia, en un sinnúmero de publicaciones. Nuestra contribución original, por esto mismo, no será muy apreciable. Además, como los proyectos hidroeléctricos presentan características muy particulares, el tema sólo puede analizarse concluyentemente a la luz de casos concretos. Sin embargo, se pasará revista a algunos aspectos del problema que, según nuestro modo de ver, merecen especial atención cuando se trata de establecer, en conexión con el planeamiento del desarrollo económico, la capacidad productiva de un sistema.

### 1. La energía hidráulica contra la energía térmica

La energía hidráulica la aprovecha el hombre en su estado natural, bajo la forma de un caudal de corriente. Su almacenamiento se efectúa sólo en pequeña escala, en comparación con la cantidad de agua que fluye durante años. Dondequiera que se encuentre y no obstante sus fluctuaciones, puede considerarse prácticamente inagotable, pues durará lo suficiente como para hacer óptima su explotación, es decir, siempre que ello se haga en forma económica y racional.

Estas son las características distintivas del potencial hidroeléctrico, al revés de la energía térmica, cuyo combustible fósil se encuentra almacenado por la naturaleza. Los combustibles fósiles se agotan y su consumo innecesario equivale a un derroche.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.10.

Por lo tanto, desde el punto de vista de la conservación de los recursos naturales, parece evidente la prioridad del desarrollo de la energía hidráulica sobre aquella que utiliza combustibles fósiles. Pero el concepto de la conservación supone el de la economía, pues la explotación antieconómica de la energía hidráulica, aunque por una parte propenda a conservar los combustibles fósiles significa, por la otra, un derroche de recursos naturales. Podemos darnos cuenta, en consecuencia, que no se desarrollaría ninguna energía térmica si en su lugar se explotara una energía hidráulica al mismo costo o a un precio inferior para el consumidor. Las referencias al costo de la energía hidráulica o térmica que se hacen en este trabajo, comprenden el costo de la transmisión respectiva.

Un concepto demasiado limitado de la "conservación de los recursos naturales" suele ser utilizado con demasiada frecuencia como argumento político para el desarrollo irrestricto de la energía hidráulica, con prescindencia de su costo. Este hecho y la atribución de múltiples objetivos a los proyectos de regulación fluvial, sumados a la natural repugnancia de las compañías privadas a aprovechar la energía hidráulica antieconómica, han sido los principales motivos que ha tenido el estado para monopolizar las fuentes energéticas de abastecimiento público. Además, la opinión pública tiende a favorecer naturalmente y *a priori* cualquier proyecto hidráulico, actitud que podrá explicarse por la forma objetiva y evidente con que se presenta la energía hidráulica en su estado natural, por ejemplo, en una gran caída de agua o en cualquier río torrentoso, y por las características monumentales de muchos proyectos hidroeléctricos.

Por lo tanto, las compañías privadas de servicio público deberán someter a un análisis completo e imparcial las posibilidades de explotación de la energía hidráulica, para asegurar su participación en el desarrollo de estas fuentes. De otra parte, es asimismo indispensable que el gobierno adopte una política sana, que estimule la iniciativa privada y le ofrezca buenas expectativas de desarrollo.

Consideramos pertinentes estas observaciones, porque las compañías privadas, al encarar dificultades financieras motivadas por una mala política pública y por la inflación, tienden a recurrir a la energía térmica sin hacer antes un análisis exhaustivo de las posibilidades de desarrollo de la misma. He aquí las causas de esta situación, perfectamente conocidas:

*a)* Las plantas térmicas requieren generalmente una



tituye un problema aparte que no se discutirá en el presente examen. Por el contrario, el aprovechamiento de una nueva fuente en reemplazo de una fuente en servicio, está comprendido en el problema económico que se discutirá a continuación.

La capacidad de carga de cualquier proyecto hidroeléctrico que cuente con almacenamiento de reserva o de regulación dependerá de la sección de la curva de carga del sistema que se le asigne. Esta se obtiene como resultado de los diferentes factores de carga con los cuales funcionará el proyecto, como lo muestran las curvas del gráfico I, que señalan también la capacidad de almacenamiento para regulación de una central que deba servir en cualquier sección de la curva.

En cambio, si el proyecto hidroeléctrico aprovecha el caudal de pasada de un río, sin embalse ni almacenamiento, su capacidad de carga será la misma cualquiera que sea su posición en la curva de carga, y será siempre igual al equivalente en kilovatios de su caudal mínimo durante la demanda máxima del sistema.

Al agregarse un nuevo proyecto hidroeléctrico al sistema es posible obtener una capacidad de carga to-

tal que exceda a la del mismo proyecto. Esto ocurrirá cuando una mayor proporción de su capacidad instalada sea aprovechable como componente de la demanda máxima del sistema, gracias a la adición del nuevo proyecto que permitió reordenar las centrales existentes en la curva de carga. De este modo, la evaluación de un nuevo proyecto no se basa exclusivamente en su capacidad individual, sino en la capacidad total de carga adicional que pudiera proporcionar.

En vista de lo anterior, la posible contribución de un proyecto existente o de un emplazamiento potencial a la capacidad de carga del sistema, varía con el aumento de la carga. A medida que ésta aumenta, la capacidad de carga correspondiente a una cantidad fija de energía utilizada en la sección superior de la curva, tiende a crecer; por tanto, el valor de un emplazamiento hidroeléctrico como fuente de una capacidad de carga adicional también se eleva.

De esta suerte, para determinar la capacidad de carga de un nuevo proyecto hidroeléctrico se debe calcular la potencia y energía componentes de su capacidad, para ver si encajan en la parte de la curva de carga del sistema asignada al proyecto. Existen varias técnicas para este fin, que no trataremos en esta ocasión. El procedimiento implícito puede tornarse muy complicado y laborioso cuando se incluyen muchas fuentes de abastecimiento y deben considerarse varias alternativas. A esta complicación se agrega la variación de la altura de caída del agua a causa de la disminución del nivel del almacenamiento ubicado en las instalaciones productoras o a la fluctuación del nivel del canal de descarga.

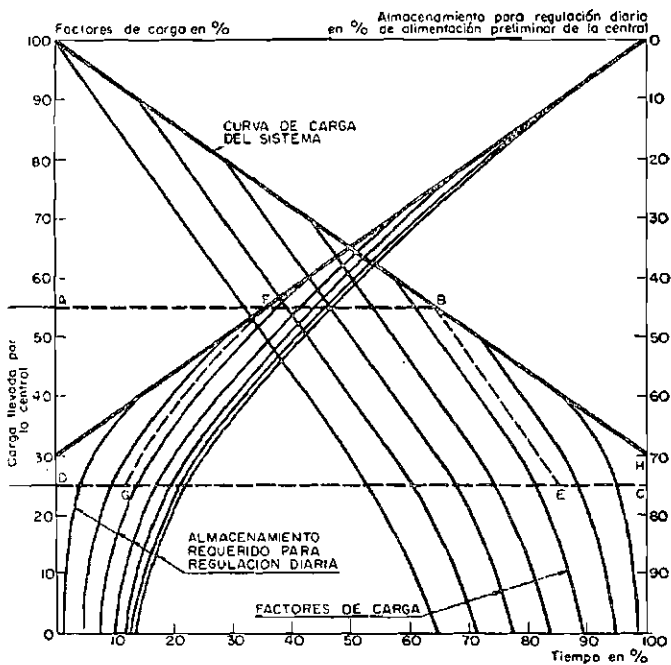
Entre los diversos medios que se utilizan para ese fin, podemos destacar el gráfico fluviométrico, el diagrama de gasto hidráulico, las curvas de duración del caudal y de la carga y la curva de potencia-energía (denominada también "curva porcentual máxima" o "curva de carga integrada"). Esta última, que muestra la relación existente entre la potencia y la energía de cualquier segmento horizontal de la curva de carga, es de particular utilidad para comparar las diversas disposiciones de las fuentes de abastecimiento en la curva de carga del sistema.

Se dijo en un párrafo anterior que la determinación de la capacidad de carga del proyecto y de la capacidad de carga complementaria del sistema que resulta de la adición del proyecto, debe basarse en la presencia del caudal mínimo en el momento de registrarse la carga máxima en el sistema. Esto puede interpretarse en el sentido de que un proyecto hidroeléctrico no debe ir más allá de la capacidad de su caudal mínimo. Pero, en realidad, lo que se quiere significar es que esta capacidad resultante del caudal mínimo debe cubrir siempre la capacidad de carga que el proyecto exige. Como se analiza en el punto siguiente de este trabajo, una capacidad instalada mayor que la que corresponde al caudal mínimo puede justificarse económicamente desde el punto de vista de la producción de energía del proyecto por un período de varios

Gráfico I

CURVA SIMPLIFICADA DE UN SISTEMA (FACTOR DE CARGA = 65 POR CIENTO)

ESCALA NATURAL



NOTA: Supóngase que la central hidráulica está destinada para la carga comprendida entre las líneas horizontales AB y CD. El factor de carga de la central está señalado por la interpolación a lo largo de la línea BE o sea aproximadamente 85 por ciento.

El almacenamiento requerido para regulación diaria está señalado por la interpolación a lo largo de línea FG, o sea aproximadamente 12 por ciento de la alimentación preliminar de la central, es decir, aproximadamente 12 por ciento de la energía de la curva de carga entre las líneas AB y CD.

un aprovechamiento hidráulico con bajo costo adicional.

Por las razones mencionadas, entre otras que influyen en la explotación, las ventajas de combinar la energía térmica con la hidráulica son, hoy por hoy, irrefutables. Es un principio reconocido en ingeniería eléctrica que el costo general más bajo de la producción de energía se logra, por lo común, a través de una coordinación inteligente de las centrales hidráulicas y térmicas. Cualquiera que sea el sistema de que se trate, la proporción más económica entre centrales hidráulicas y térmicas dependerá evidentemente de la disponibilidad y costo de combustibles en su lugar de emplazamiento y de la existencia de emplazamientos hidroeléctricos apropiados a una distancia de transmisión razonable.

Por lo tanto, la evaluación de un proyecto hidroeléctrico agregado a un sistema de energía debe hacerse a base de la combinación económica de la energía hidráulica y térmica, ya que no se trata de un problema de competencia entre ambas consideradas como fuentes exclusivas de abastecimiento del sistema, según podría desprenderse si se consideraran sólo los costos de la energía térmica como punto de referencia.

### 3. Evaluación de los proyectos hidroeléctricos

Supongamos que toda la carga de un sistema eléctrico proviene de varias fuentes de abastecimiento, con inclusión de las propias instalaciones hidráulicas y térmicas del sistema y las posibles fuentes de energía comprada.

Para simplificar se adoptarán las siguientes definiciones:

*Demanda máxima del sistema:* Carga horaria máxima del sistema, en kilovatios-hora por hora (expresada simplemente en kilovatios), en un año dado.

*Carga máxima del sistema:* Carga representada por la curva correspondiente del sistema; incluye la demanda máxima y comprende un período de 24 horas, una semana, un mes, una estación o todo el año. Por lo tanto, la carga se caracteriza por la demanda máxima del sistema —en función de la cual se expresa—, por el factor carga y por la tendencia de la curva concerniente al período considerado.

*Capacidad de carga del sistema:* Es la mayor punta de carga que puede ser servida por la combinación de las fuentes de abastecimiento existentes, bajo condiciones de caudal mínimo en las centrales hidroeléctricas y con disponibilidad mínima de energía comprada durante el período en cuestión.

*Capacidad de carga de una central o proyecto:* Es la carga de una central en servicio o de un proyecto propuesto, como componente de la capacidad de carga de un sistema. Aunque se expresa en función del elemento kilovatio de la demanda de punta de carga, incluye el elemento energético de la capacidad de carga, con el factor carga y la tendencia de esa sección de la curva de carga del sistema asignada a la central o proyecto.

Si la carga del citado sistema está sirviendo en forma eficaz y económica, se destinará cada fuente de abastecimiento a una sección distinta de la curva de carga, con el objeto de obtener la capacidad necesaria y el menor costo total de funcionamiento. En estas condiciones, durante la estación seca, las instalaciones térmicas y las centrales hidroeléctricas que aprovechan el paro del caudal se asignan a la base de la curva de carga, en tanto que las centrales hidroeléctricas con almacenamientos de regulación y reserva sirven la parte superior, donde el factor carga es más bajo. En la época lluviosa, la carga base es servida, en general, por todas las centrales hidroeléctricas, mientras que las centrales térmicas se destinan a la carga máxima. En todo tiempo, la carga de las centrales térmicas se distribuirá entre ellas de modo que las unidades productoras más eficaces funcionen con los elementos de carga más elevados dentro de la sección de la curva asignada a las centrales térmicas. La distribución de la energía comprada dependerá del factor carga y del precio de venta en ese momento.

El problema de la evaluación de un proyecto hidroeléctrico como un agregado a ese sistema, se plantea cuando hay que resolver sobre la elección de otra fuente de abastecimiento para cubrir en el futuro una carga máxima, determinada mediante algún método apropiado de pronóstico. Por lo tanto, para que el nuevo proyecto pueda considerarse factible, tiene que proporcionar al sistema la necesaria capacidad de carga adicional en un momento dado y constituir la mejor solución económica. Estas dos condiciones se examinarán por separado.

### 4. Capacidad de carga del proyecto

Si la curva de carga del sistema se proyecta hacia la futura carga máxima del sistema en estudio, y todas las fuentes de abastecimiento de energía, térmica, hidráulica y comprada, se concentran en ella y se disponen de manera que, cuando el caudal esté en el mínimo, se pueda aprovechar al máximo su capacidad instalada y de energía, obteniéndose así el menor costo total de explotación, entonces quedará libre una parte de la curva de carga, que pasará a ser ocupada por el nuevo proyecto hidroeléctrico en evaluación. Se considerará suficiente la capacidad de carga del proyecto si el caudal, en el período de descenso, está en condiciones de proporcionar la carga que se le ha fijado tanto en kilovatios como en kilovatios-hora.

Este criterio se basa en el principio del aprovechamiento máximo de las posibilidades de todos los recursos existentes antes de hacer un agregado al sistema, procedimiento que evita, por supuesto, la duplicación de las inversiones. Lo dicho no tiene validez si se estudia la posibilidad de contar con una capacidad de reserva o de proporcionar una nueva fuente de abastecimiento en reemplazo de otra menos eficiente. Se trata, en una palabra, de reducir el costo de explotación. La justificación de la capacidad de reserva cons-

inversión menor de capital inicial y demoran menos tiempo en construirse que los proyectos hidroeléctricos.

b) Cuando hay disponibilidad de combustibles baratos y de calidad adecuada (lo que ocurre en la mayoría de las zonas desarrolladas del mundo), las plantas térmicas bien diseñadas están en condiciones de proporcionar energía a un costo razonable y no se necesitan grandes estudios para determinar cuándo se justifican financieramente.

c) Por lo común, se requieren investigaciones extensas y costosas, a menudo complejas y dilatadas, para evaluar convenientemente un proyecto hidroeléctrico.

d) La demanda de instalaciones y equipo térmicos, sobre todo para las centrales a vapor, sensible en las regiones de gran desarrollo tecnológico, promovió notables mejoramientos en el diseño y en la eficiencia de las centrales, resultando así más conveniente la producción de energía térmica.

e) Los organismos reguladores de la mayoría de los países acordaron adoptar la cláusula de la tarifa de "ajuste por combustible", mediante la cual el aumento en el costo se transfiere automáticamente al consumidor a través de un recargo del precio. Por otra parte, los reglamentos injustos, que fijan las tarifas en el "costo original", impiden con frecuencia que las compañías privadas obtengan una compensación adecuada, por los efectos de la inflación sobre las grandes inversiones que exige el desarrollo de la energía hidráulica. Aunque esta compensación esté prevista por los reglamentos, casi siempre se aplica demasiado tarde, después de un dilatado proceso de revisión de tarifas.

f) El rápido crecimiento de la carga del sistema y la expansión tardía del mismo por razones financieras o de otra índole, conceden a las compañías privadas poco tiempo y disposición para adentrarse en las complejidades de un estudio de datos de la investigación y evaluación de un proyecto hidroeléctrico.

Entre las razones mencionadas, la que se refiere a la complejidad de evaluar los proyectos hidroeléctricos incumbe de preferencia al ingeniero hidráulico, quien tiene gran parte de responsabilidad por el descuido de las compañías de servicio público en el aprovechamiento oportuno de la energía. En realidad, estas compañías pueden no optar por la solución hidroeléctrica si, en el momento de ampliar los sistemas, lo que generalmente se debe llevar a cabo con rapidez, el ingeniero no tiene preparado un proyecto hidroeléctrico convincente desde el punto de vista económico.

## 2. Coordinación de la energía hidráulica y térmica

Una característica importante de la energía hidráulica en su forma de corriente o de caudal de pasada es su variación estacional o a lo largo de varios años por efecto de factores hidrometeorológicos. Tales fluctuaciones, por las limitaciones que imponen a la construcción de embalses, la topografía, la habilitación del terreno y los costos, sólo pueden compensarse en parte y en pequeña escala en la casi generalidad de los casos.

Si un sistema eléctrico emplea exclusivamente las fuentes hidráulicas, su capacidad efectiva de producción debe necesariamente basarse en el caudal mínimo de pasada durante el intervalo de la punta de carga, aumentado por cualquier regulación disponible desde el almacenamiento de reserva estacional. En todo caso, la cantidad total de energía del sistema representará tan sólo una fracción muy pequeña de la disponibilidad total del caudal de pasada del río. Como los proyectos hidroeléctricos comprenden obras tales como el mejoramiento del terreno, represas, embalses, viviendas, caminos, etc., cuyo alto costo no guarda relación con la magnitud de la capacidad instalada, el costo unitario de la capacidad energética segura resulta elevado. Por tales motivos, sólo en zonas con emplazamientos hidroeléctricos excepcionalmente favorables, con suficiente caudal en época de escasez y a una distancia de transmisión razonable, puede un sistema eléctrico depender en forma exclusiva del potencial hidráulico para obtener un abastecimiento económico de energía.

En las condiciones señaladas, debe desperdiciarse todo el caudal que sobrepase el gasto seguro, a menos que se justifique el aprovechamiento de una parte como fuente energética secundaria para atender otros servicios públicos o a consumidores industriales que puedan utilizarse en períodos de abundante caudal. Tales situaciones constituyen la excepción más bien que la regla, sobre todo en regiones en que la interconexión de sistemas no ha alcanzado un pleno desarrollo.

Cuando el sistema hidroeléctrico se complementa con una capacidad de producción térmica, mejora la economía del sistema en dos formas. Primero, en el supuesto de que haya un almacenamiento adecuado para la regulación del caudal diario, puede aumentarse la capacidad máxima del sistema hidroeléctrico en épocas de bajo caudal, transportando la carga base al sistema térmico y asignando el hidráulico a una parte de la curva respectiva con un menor factor de carga. Segundo, este aumento de la capacidad hidroeléctrica instalada, así justificada, se traducirá en un mayor aprovechamiento del caudal en períodos de corriente abundante y en un aumento del total de energía aprovechable en las plantas. Se podrá, de esta manera, reducir el costo de la potencia hidráulica por unidad, tanto de capacidad máxima segura como de producción de energía. Podría llegarse a una conclusión aparentemente contradictoria: al agregar potencia térmica a un sistema hidroeléctrico se obtiene un aprovechamiento más completo de los recursos naturales de este último.

En cambio, si un sistema se basa exclusiva o predominantemente en fuentes térmicas, se justificaría la adición de potencia hidráulica en ciertos casos sólo para obtener una economía de combustible. En esta última situación, la energía hidroeléctrica agregada puede provenir de un proyecto nuevo de bajo costo, aunque no se justifique necesariamente como capacidad adicional para absorber las puntas de carga del sistema o de un aumento de la capacidad instalada para

años, en orden a economizar combustible o para reemplazar la energía comprada cuando ésta es más cara.

También puede argüirse que el criterio de basar la capacidad de carga del proyecto en el caudal mínimo, peca de excesiva prudencia, puesto que su construcción se ha considerado para hacer frente a la carga del sistema en un año futuro y es difícil que el caudal mínimo se produzca en ese mismo año. En nuestra opinión, este argumento no viene del todo al caso, porque el proyecto debe estar en condiciones de mantener su capacidad de carga futura por cualquier año posterior al considerado como meta.

### 5. Economía del proyecto

El nuevo proyecto hidroeléctrico que se estuviera evaluando se considerará como la fuente más económica de capacidad adicional si, al agregarse al sistema, permite proporcionar electricidad a los consumidores durante varios años, a un costo más bajo que el de cualquiera otra fuente complementaria de abastecimiento.

Como resultado del aumento de la carga del sistema, la disposición económica de las diversas fuentes de suministro en la curva de carga y, por consiguiente, su producción anual utilizable, puede variar de un año a otro.

Además, durante el período que abarca el análisis económico, es posible hacer otros agregados a la capacidad del sistema, mediante nuevas fuentes o ampliaciones del proyecto en estudio o de algunas de las instalaciones en servicio, razón por la cual estos nuevos elementos de costo tendrán que incluirse en el cálculo del valor total de la energía suministrada.

Por estos motivos, la economía del proyecto propuesto no puede determinarse en forma correcta mientras se le considere como el único agregado posible al sistema; por el contrario, la economía se obtiene mediante un laborioso análisis realizado año con año, en el que el costo total de producción del sistema (capital y explotación) se compute anualmente y se sume al final del período. Esto debe hacerse, pues, considerando varias alternativas de proyectos de desarrollo, cada una de las cuales debe contemplar otras tantas fuentes de abastecimiento agregadas al sistema, con el objeto de proporcionarle la capacidad de carga que necesite. Entre dichos proyectos debe figurar uno especial, en el que se tome en cuenta que toda la capacidad adicional requerida en el período se abastezca exclusivamente de centrales térmicas. Todas estas alternativas deben considerar distintas capacidades instaladas en el mismo proyecto, que excedan de la capacidad de carga necesaria del sistema, a fin de determinar si el superdesarrollo de estos proyectos se justifica económicamente en función de la producción de energía aprovechable durante los períodos de elevación del caudal. El proyecto que se apruebe en definitiva será aquél que ofrezca, al final del período, el costo de producción más bajo.

En el análisis precedente, los componentes del cos-

to de producción anual comprenden los gastos de capital (gastos fijos anuales) de cada adición al sistema, incluyendo los de las transmisiones y las subestaciones para bajar voltajes, y los costos de explotación de todas las fuentes activas de abastecimiento de ese año, con inclusión de las existentes con anterioridad al período del análisis. Los gastos de capital de estas últimas, aunque son un componente del costo total de la energía, no es necesario incluirlos en el análisis, porque se mantendrán constantes en todos los proyectos que se comparen. Los gastos de explotación de las instalaciones hidroeléctricas también pueden, a menudo, dejarse de lado en vista de su insignificancia en relación con el costo total de producción.

El número de años que debe incluirse en el análisis está limitado por las dificultades que se presentan para pronosticar la carga del sistema con demasiada anticipación y por lo imprevisible de las tendencias inflacionistas y otros factores económicos, cuyos efectos, en un grado u otro, repercuten sobre los costos de la energía hidráulica y térmica. Como regla general, se adopta un período que abarca de cinco a diez años, aunque en ciertos análisis provisionales pueden considerarse períodos de hasta veinte años.

Un estudio de ese tipo supone los siguientes pasos:

a) Preparación del pronóstico de la carga del sistema por el período de estudio, incluyendo las cargas máximas anuales (hora máxima), energía anual consumida por el sistema y el factor carga anual.

b) Construcción de la curva de la carga anual del sistema con ordenadas porcentuales. Habrá necesidad de usar más de una curva si el pronóstico de la carga muestra un cambio apreciable del factor carga anual durante el período considerado.

c) Selección de los proyectos que se agregarán al sistema durante el período que dure el estudio y determinación de los años en que deben estar en explotación, por lo cual se calcula su capacidad de carga y la capacidad de carga del sistema que se obtenga, haciendo coincidir esta última con los puntos máximos anuales del sistema, previstos en el pronóstico.

d) Preparación de las estimaciones del costo de construcción de cada agregado del sistema.

e) Construcción de las curvas de duración del caudal en todo el período, para cada central hidroeléctrica existente o nuevo proyecto agregado al sistema, convirtiendo las ordenadas de su caudal —mediante las respectivas alturas de caída del proyecto— a kilovatios de potencia primaria. Estas curvas cubren el período completo en que se ha registrado el caudal (de 10 a 30 años de registro efectivo o estimado) y se supone que representan un verdadero año promedio, esto es, con inclusión de todas las variaciones experimentadas por el caudal desde el nivel mínimo al máximo.

f) Determinación de toda la energía potencial disponible anualmente en cada central o proyecto hidroeléctrico, trazando líneas horizontales sobre las curvas de duración en las ordenadas correspondientes a las respectivas capacidades instaladas. En seguida se

miden las áreas que quedan debajo de estas líneas. Sumando a continuación las energías potenciales obtenidas para cada fuente, se tendrá el total de la energía hidráulica potencial del sistema.

g) Aplicando el total de la energía hidráulica potencial a la curva de carga anual del sistema (con ayuda de su característica "potencial-energía") se determinará la energía hidráulica total utilizable durante el año. Se obtiene, después, la producción neta de energía térmica que se necesita al año, restando la energía hidráulica utilizable total a la energía total consumida por el sistema previsto en el pronóstico, considerando debidamente la diferencia que resulta de las pérdidas en la transmisión.

Después de determinar, en la forma indicada, las adiciones que habrán de hacerse al sistema en los distintos años y la producción anual requerida de las centrales hidroeléctricas y térmicas, pueden calcularse los gastos de capital y de explotación de cada año.

Al calcular los gastos de explotación de las instalaciones térmicas, debe tenerse en cuenta la eficacia relativa de sus diversas unidades productoras, lo que permitirá distribuir la carga térmica entre estas unidades en la forma más económica posible. Este cálculo, no siempre fácil, requiere generalmente la cooperación del ingeniero mecánico.

Un importante elemento de costo en nuestro análisis lo constituyen los cargos fijos anuales sobre el capital invertido en las centrales hidroeléctricas en los medios de transmisión y en las centrales térmicas. Quizá no se preste la atención debida al cálculo apropiado y realista de estas cargas en el momento de hacer los estudios comparativos de evaluación de un proyecto propuesto. Parece predominar la tendencia a usar las cifras establecidas por la tradición o la costumbre, en lugar de hacer un cálculo minucioso en cada caso concreto de los coeficientes que es preciso utilizar en la determinación del valor real de la moneda y de las tasas de depreciación y de desgaste por el uso de las instalaciones.

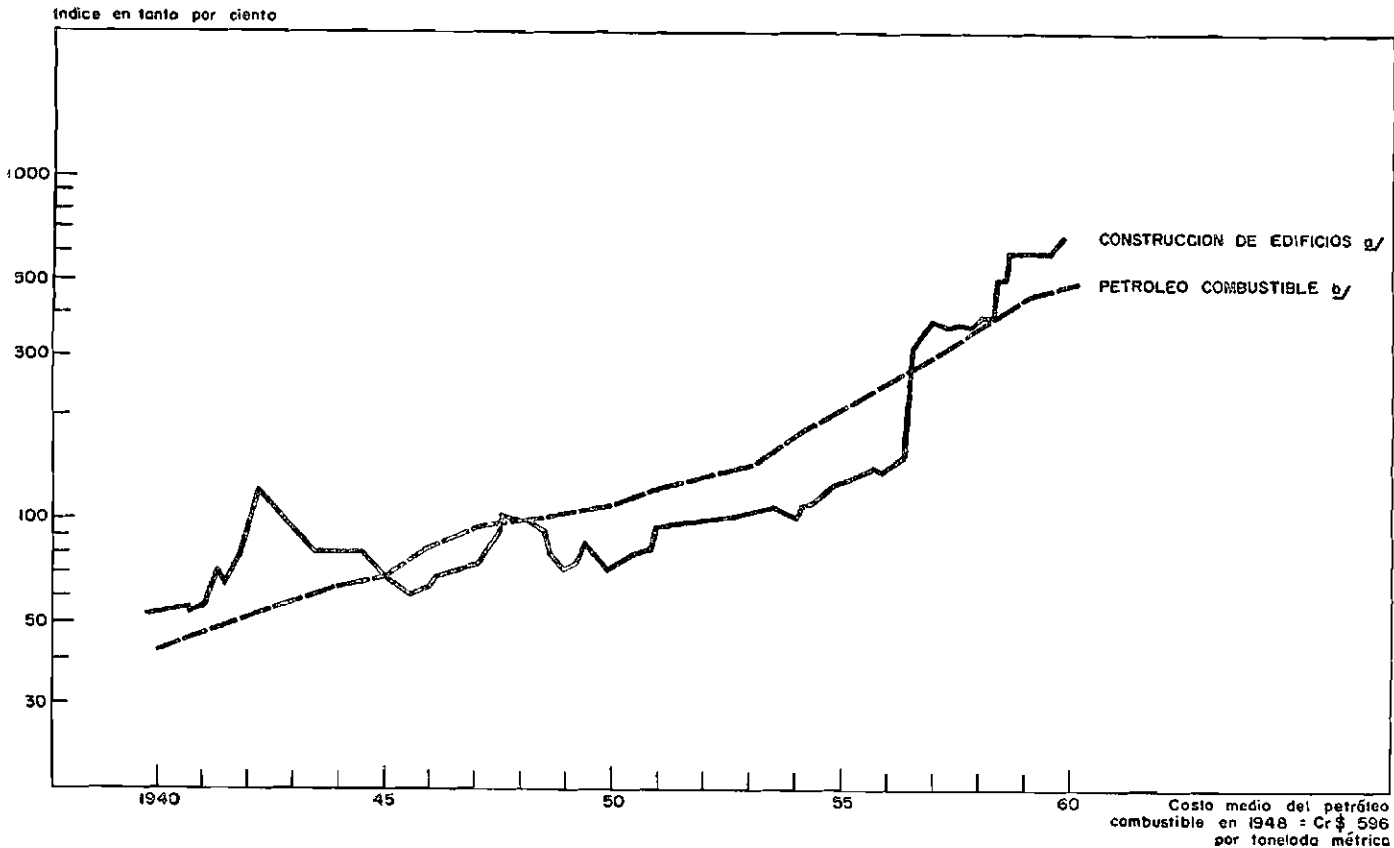
Otro elemento de gran importancia en estos estudios económicos es, desde luego, el costo de combustible. En aquellos países cuya producción, refinación y distribución del petróleo se está nacionalizando, resulta difícil estimar los precios para años futuros, dato indispensable para el análisis comparativo de la economía del proyecto de energía.

En Brasil, por ejemplo, los combustibles que merecen confianza para la producción de energía en las centrales eléctricas, son los petróleos residuales y diesel, debido a que los yacimientos carboníferos son insuficientes y se encuentran lejos de los emplazamientos.

Gráfico II

BRASIL: ÍNDICES DE COSTO DEL PETRÓLEO COMBUSTIBLE Y DE LA CONSTRUCCIÓN DE EDIFICIOS EN RÍO DE JANEIRO

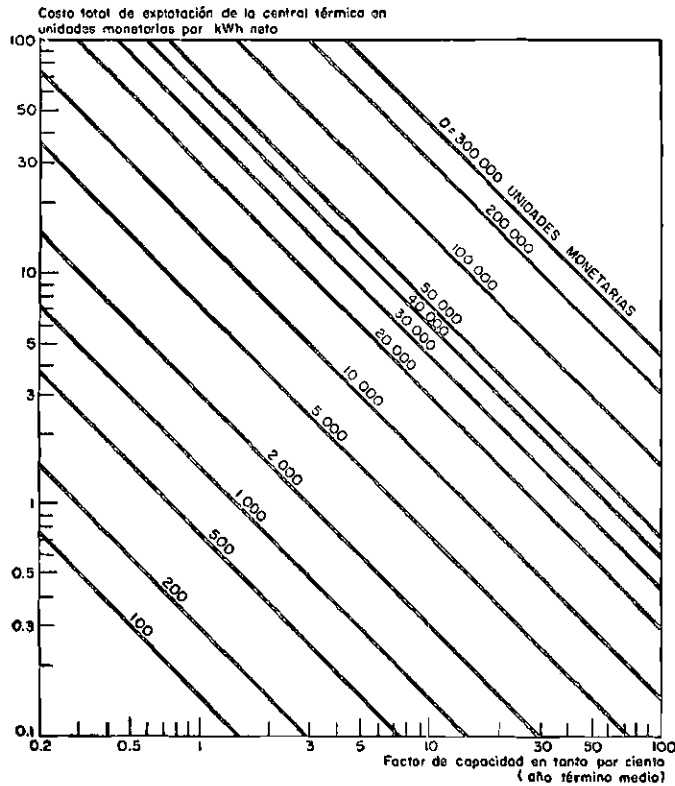
ESCALA SEMILOGARÍTMICA



FUENTES: a *Conjuntura Económica*, b *Diário Oficial*.

**Gráfico III**  
**IGUALACIÓN APROXIMADA DE COSTOS**  
**HIDRAULICOS Y TÉRMICOS**

ESCALA LOGARÍTMICA



NOTA:  $D = H \cdot T$ .

$T$  = Costo por kW instalado de potencia térmica y transmisión anexa.

$H$  = Costo por kW instalado de potencia hidráulica y transmisión.

Cargos fijos de capital = 13 por ciento para todas las instalaciones.

tos eléctricos más importantes. La explotación de las reservas petrolíferas, prácticamente toda la refinación e importación de productos crudos y refinados, constituye el monopolio de Petrobras, compañía mixta cuyo control y dirección absolutos están en manos del gobierno federal. La producción petrolera de las reservas locales es aún insuficiente para satisfacer el consumo nacional. Por lo tanto, se importa la mayor parte de este producto. Los precios del petróleo, que dependen del saldo de divisas en el país; las fluctuaciones de las tasas cambiarias especiales asignadas a las importaciones petroleras; otras presiones inflacionarias y los gastos de explotación de Petrobras, experimentan cambios periódicos y frecuentes según lo establecen las directivas federales para las diferentes regiones del país. De esta suerte, resulta difícil predecir sus variaciones.

Las curvas presentadas en el gráfico II muestran, con fines de comparación la variación experimentada, desde 1940 hasta la fecha, por los índices de costo de la construcción de edificios y el *fuel oil* respectivamente, en la ciudad de Río de Janeiro. Señalan que aunque los dos índices han crecido a una tasa media acu-

mulativa de 11 a 12 por ciento al año, el costo del combustible ha experimentado enormes fluctuaciones en plazos breves. (Véase el gráfico II.)

Aunque la economía de un proyecto hidroeléctrico se determine mediante el minucioso cálculo ya descrito, las curvas del gráfico III se presentan con el propósito de mostrar, en forma burda y preliminar, la escala de "factores de capacidad" dentro de la cual un proyecto hidroeléctrico está en condiciones de competir con la energía térmica. El "factor capacidad" se define como la relación existente entre la producción media de un período de años y la capacidad instalada nominal de la central. A fin de representar gráficamente estas curvas en la forma más simple posible, se estimó conveniente mostrarlas en función de la diferencia entre los gastos de capital, por unidad de capacidad instalada, de las centrales hidroeléctricas (incluida la transmisión) y térmicas, respectivamente. Pueden usarse con cualquier unidad monetaria siempre que se adopte la misma unidad para los valores de "D" (diferencia en los gastos de capital) y "c" (gastos totales de explotación de la central térmica). (Véase el gráfico III.)

### 6. Observaciones finales

Con excepción de las pocas localizaciones indiscutiblemente apropiadas para las centrales hidroeléctricas, la concepción de proyectos análogos que resulten económicos exige del ingeniero iniciativa, paciencia y capacidad creadora, además de la competencia técnica indispensable. El ingeniero no debe esperar que la administración le ordene el estudio de un proyecto hidroeléctrico cuando éste se necesita con urgencia por la ampliación del sistema. Si así lo hace, nunca tendrá bastante tiempo para evaluar con propiedad un proyecto y recomendar en forma convincente, su realización. Por el contrario, está obligado, y es su deber, llevar a cabo una investigación permanente de las posibilidades hidráulicas, sin que esto signifique en ningún caso recomendar la construcción de un determinado proyecto.

Como consecuencia de la evolución de la carga del sistema, así como de los costos del combustible y de la construcción, un proyecto hidroeléctrico que sea antieconómico hoy día, puede no serlo en el futuro. Por consiguiente, y como regla general, el estudio de una localización no debe abandonarse definitivamente, sino que debe someterse a revisión continua para una posible reconsideración posterior. Sólo cabría una excepción a la regla cuando la investigación pertinente demostrara la inutilidad del emplazamiento o cuando el permiso se haya otorgado a otra persona. Sin embargo, aún en esta última eventualidad, la investigación puede proseguir a causa de la incapacidad financiera de la persona para desarrollar el sistema, o por cualquier otro motivo. El permiso tendrá entonces que expirar.

Un proyecto hidroeléctrico, aunque de insignificante capacidad de carga en relación con la punta de

carga del sistema, puede justificarse desde el punto de vista de la economía de combustible, proporcionando incidentalmente al servicio la oportunidad de contribuir al desarrollo de los recursos hidráulicos de la región. Cuando esto es así, pueden presentarse oportunidades de desarrollar estos recursos, aunque en escala relativamente pequeña, incluso en áreas consideradas desprovistas de energía hidráulica por falta de condiciones sobresalientes. Aunque en realidad, sólo en las regiones áridas no existe energía hidráulica.

En ciertos casos, el gobierno puede intervenir en el desarrollo hidráulico fiscalizando, mediante concesiones, los mejores emplazamientos hidráulicos disponibles de la zona. De acuerdo con esto, las empresas privadas no están inhabilitadas para considerar el desarrollo de proyectos menores, que el gobierno haya desechado, siempre que den prueba de ser económicos, es decir, capaces de entregar energía al sistema a un costo menor del que se obtendría de las centrales térmicas. De esta manera sirve como fuente complementaria de energía térmica, aunque en escala relativamente inferior.

Además de depender de una topografía favorable, en general, el almacenamiento estacional es oneroso, aun cuando se logre encontrar un lugar que sea económico para la empresa, desde el punto de vista de los gastos que representan el valor de la tierra, los derechos y la reubicación de caminos, las estructuras y los servicios. Cabría esperar que en los países menos desarrollados estos costos pudieran disminuirse. Pero resulta que la mayoría de estos países están pasando ahora por un agudo período de inflación y en una economía de este tipo, el valor de los bienes raíces es el primero en sufrir las consecuencias. Por consiguiente, el almacenamiento estacional suele justificarse sólo cuando el agua almacenada se utiliza a través de una altura de caída relativamente grande.

En cambio, el almacenamiento de agua para regulación diaria o semanal puede proporcionarse a un costo razonable, y obtenerse beneficios de consideración de las instalaciones de almacenamiento combinadas con energía térmica u otras fuentes de baja capacidad. Por estas razones, un emplazamiento hidráulico nunca debe descartarse por la poca capacidad del caudal ni por la imposibilidad práctica de construir un almacenamiento estacional económico, sin que antes se haya prestado atención cuidadosa a la posibilidad de construir un embalse y de usar a éste en combinación con otras fuentes de abastecimiento del sistema.

El almacenamiento de agua por bombeo constituye un tipo especial de proyecto de embalse; su justificación exige una topografía adecuada, aguas debajo del canal de descarga y disponibilidad de una capacidad sobrante muy barata, cuando el sistema está a un nivel de baja demanda.

Dado que este tipo de proyecto, en condiciones favorables, proporciona una capacidad para servir demandas máximas a bajo costo, no puede ser desechado en la evaluación de un emplazamiento hidráulico.

Como la capacidad de carga de un proyecto hidroeléctrico aumenta generalmente al elevarse la carga del sistema, es fundamental que, en el diseño de un proyecto, se contemplen en forma adecuada las futuras adiciones a la capacidad instalada. Además, como esto se traducirá corrientemente en un aumento del costo inicial del proyecto, y siendo muy difícil prever con toda exactitud cuánta capacidad instalada adicional se justificaría en el futuro, el ingeniero debe resolver con muy buen criterio hasta dónde es posible extender dicha previsión.

#### Derivación de las curvas del gráfico III

- T — Cargos de capital de la central térmica y la transmisión conexa, en unidades monetarias por kilovatio instalado.
- $H_0$  — Cargos de capital de la central hidroeléctrica y la transmisión conexa, en unidades monetarias por kilovatio instalado.
- f — Cargos fijos de capital expresados en porcientos. Se supone que son los mismos para las instalaciones hidroeléctrica, de transmisión y térmica.
- i — Gastos de explotación de la central hidroeléctrica, en unidades monetarias por kilovatio por año.
- $H = H_0 + 100i/f$  = total cargos de capital de la central hidroeléctrica en unidades monetarias por kilovatio instalado. En los cálculos preliminares  $i = 0$  y, por lo tanto,  $H = H_0$ .
- D —  $H - T$  = gastos diferenciales de capital de las centrales hidroeléctrica y térmica.
- K — Factor de capacidad en año de caudal medio (período de un año — total) en por ciento.
- c — Costos de explotación de la central térmica (combustible + mano de obra + conservación), en unidades monetarias por kWh neto.

Ecuación determinante del punto de equilibrio (gastos = ingresos):

$$fT + 8\,760 Kc = fH$$

$$K = \frac{fH - fT}{8\,760 c}$$

$$K = \frac{H - T}{8\,760c/f} = \frac{D}{8\,760c/f}$$

Suponiendo que (f) = 13 por ciento:

$$K = \frac{D}{673.85c}$$

La ecuación precedente interpretada en el gráfico III, es sólo aproximada y su objeto es únicamente hacer una evaluación tosca y preliminar. No tiene en cuenta los gastos de explotación de la central hidroeléctrica ni la diferencia entre las pérdidas de energía en la transmisión desde fuentes generadoras de energía hidroeléctrica y térmica, y supone que los cargos fijos de capital de las instalaciones hidroeléctricas, de transmisión y térmicas, son iguales.

**MÉTODOS EMPLEADOS POR LA EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD, S. A. PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DE LA ZONA CENTRAL DE CHILE**

por Renato E. Salazar y Carlos Croxatto \*

La Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA) es una organización estatal encargada de planificar el desarrollo eléctrico y de suministrar energía eléctrica en Chile, en concurrencia con las empresas privadas de servicio público y de servicio industrial.

Antes de examinar los métodos que emplea la ENDESA en el estudio de la energía eléctrica en Chile y las distintas soluciones posibles al problema del desarrollo, es necesario dar a conocer, en líneas generales, las características de la región central del país, que está abastecida por el llamado "Sistema Interconectado".

En los cuadros 1 y 2 se han incluido los datos de mayor interés relacionados con el consumo eléctrico de la Zona, el esquema del "Sistema Interconectado" que lo abastece, y los recursos potenciales hidroeléctricos más importantes.

Como es sabido, en la Zona Central de Chile están incluidos los dos centros económicos e industriales más importantes del país: la región vecina a las ciudades de Santiago, Valparaíso y Viña del Mar y la región vecina a Concepción, Talcahuano, Penco, Tomé y Coronel, ciudad esta última cerca de la cual están ubicados los yacimientos de carbón. El resto del territorio de la Zona Central está esencialmente dedicado a la actividad agrícola; el extremo norte, a la actividad minera.

Dadas las favorables condiciones de los recursos hidráulicos de la Zona Central, el elevado costo del carbón y la carencia de petróleo para abastecer el consumo total del país, el abastecimiento eléctrico de esta zona, en un futuro previsible, será realizado fundamentalmente a base de energía hidráulica.

Por otra parte, la diversificación de los regímenes hidrológicos y su complementariedad, de norte a sur, llevaron a la ENDESA al convencimiento de que la mejor forma de lograr un abastecimiento integral de la Zona Central consistirá en el aprovechamiento de centrales hidroeléctricas, dispuestas a lo largo de la zona, interconectadas entre sí y en combinación con un determinado número de centrales térmicas. La interconexión no sólo comprende las centrales generadoras de la ENDESA sino también las empresas privadas de servicio público y las de las empresas industriales autoproductoras.

En la sección del "Sistema Interconectado" comprendido entre las ciudades de Santiago y Concepción, donde actualmente se concentran los consumos eléctricos más altos, las futuras centrales hidroeléctricas quedarían ubicadas en las zonas fluviales sometidas a un régimen glacial, con gastos máximos en primavera y verano. Por otra parte, hay pocas posibilidades de embalses y los lagos naturales de la región cordillerana no tienen suficiente capacidad para regular los gastos

Cuadro 1

CHILE: CARACTERÍSTICAS GEOGRÁFICAS Y ECONÓMICAS DE LA ZONA CENTRAL ABASTECIDA POR EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO, 1960

Región geográfica	Límites aproximados (Lat. S)	Superficie (Miles de km <sup>2</sup> )	Población (Miles de habitantes)	Capacidad generadora eléctrica instalada (MW)				Consumo anual de energía eléctrica (GWH)			
				Hídrica	Vapor	Diesel	Total	Hídrica	Vapor	Diesel	Total
2ª . . . . .	27° 32°	82	390	17.2	15.8	19.2	52.2	77.9	43.1	18.0	139.0
3ª . . . . .	32° 36°	73	4 170	382.2	104.9	30.2	517.3	2 104.7	174.6	19.0	2 298.3
4ª . . . . .	36° 38°30'	54	1 250	138.5	47.7	0.2	186.4	621.8	70.8	1.6	694.2
5ª . . . . .	38°30' 42°	63	960	39.9	3.7	1.8	45.4	120.1	2.8	0.6	123.5
<i>Total sistema.</i>	27° 42°	272	6 770	577.8	172.1	51.4	801.3	2 924.5	291.3	39.2	3 255.0



Cuadro 2

## CHILE: CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Región	Hoya del río	Disponibilidad potencial (MW) <sup>a</sup>	Centrales hidroeléctricas contempladas en el período 1962-1978 <sup>b</sup>				
			Nombre central	Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)	Altura (M)	Inversión (Dólares/kW) <sup>c</sup>
2ª	Copiapó	27.5					
	Huasco	30.8					
	Elquí	69.0					
	Limarí	86.4					
	Choapa	69.7	Cuncumén	29	208	600	510
Subtotal.		283.4					
3ª	Aconcagua	229.6					
	Maipo	606.6					
	Rapel	850.8	Rapel <sup>d</sup>	280	830	76	200
	Mataquito	681.8					
	Maule	1 548.4	Isla Maule	68	450	92	265
Subtotal.		3 917.2					
4ª	Itata	161.6					
	Bío-Bío	2 383.1	Lago Laja Antuco	240	715	330	180
Subtotal.		2 544.7					
5ª	Imperial	79.4					
	Toltén	132.8					
	Valdivia	728.9	Pullinque	49	252	48	345
	Río Bueno	292.0					
	Mauñín	3.2					
	Petrohué	472.0					
	Chamiza	74.0	Canutillar <sup>e</sup>	50	385	230	240
Puelo	694.5						
Subtotal.		2 476.8					
Total.		9 222.1					

<sup>a</sup> Valores para gastos promedio.

<sup>b</sup> Se han indicado sólo aquellas centrales que tienen anteproyecto. Se necesitará instalar una capacidad superior para dar servicio hasta 1978.

<sup>c</sup> Incluye el sistema de transmisión hasta la capacidad de cada central generadora. No incluye derechos de aduana por el equipo de importación.

<sup>d</sup> Incluye obras civiles para la capacidad final de 350 MW.

<sup>e</sup> Incluye obras civiles para una capacidad de 100 MW. El desarrollo final será de alrededor de 200 MW.

de los ríos, ni para tomar las variaciones interanuales o las estacionales, debido especialmente al régimen muy irregular de los ríos chilenos.

En el extremo sur, donde se encuentran los recursos hidráulicos más importantes, los regímenes de los ríos son pluviales, con sus gastos máximos en invierno. Existen, sin embargo, posibilidades de grandes embalses y de un fácil aprovechamiento de la capacidad de regulación de numerosos lagos naturales en aquella región.

Hasta el momento y en un futuro próximo, los consumos de la región comprendida entre Santiago y Concepción serán abastecidos, en su mayor parte, por centrales hidráulicas ubicadas cerca de aquéllos, ya que, pese a su régimen irregular, es más económico aún aprovechar dichos recursos hidráulicos que traer ener-

gía del extremo sur, a distancias muy grandes de los consumos.

En líneas generales, se tendrá un sistema preponderantemente hidráulico, combinado con centrales térmicas destinadas a suplir los déficit de energía de las plantas hidráulicas durante los meses de invierno y en los años secos.

La planificación del desarrollo del "Sistema Interconectado", cuyo objeto es abastecer el consumo eléctrico de la Zona Central de Chile, lo está realizando la ENDESA a base de planes decenales, en los cuales se fija el orden de prioridad de las centrales hidráulicas, térmicas y sistemas de transmisión, con indicación del año en que se ejecutará cada una de las obras. Dentro del período correspondiente a cada programa

decenal sólo se introducen modificaciones de menor importancia y se elabora el plan correspondiente al decenio próximo.

Por esta razón y dadas las características del "Sistema Interconectado", las comparaciones se hacen no entre dos centrales, sino más bien entre programas alternativos, que incluyen cada uno varias centrales y los correspondientes sistemas de transmisión.

La elección entre los distintos programas alternativos se hace comparando sus respectivas rentabilidades, de conformidad con las bases generales expuestas a continuación en forma sucinta.

Para cada posible desarrollo hidroeléctrico, correspondiente a los distintos programas alternativos, se realiza un estudio previo destinado a determinar en forma aproximada la mejor solución.

Este estudio es especialmente importante en las centrales de pasada, o en las de embalse de insuficiente capacidad de regulación, que deben trabajar combinadas con una central térmica, que les entregue la energía deficitaria, a fin de poder contar, en conjunto, con una seguridad de servicio superior al 95 por ciento.

El estudio consulta, en primer lugar, la ejecución de varios anteproyectos para diferentes capacidades de empresas hidráulicas, siendo la menor aquella que corresponde al gasto de seguridad total (95 por ciento), incluyendo el efecto regulador en el caso de una planta de embalse.

Es conveniente insistir en la necesidad de contar con las informaciones topográficas, geológicas e hidrológicas adecuadas, a fin de que los resultados reflejen en forma suficientemente aproximada los costos y disponibilidades de energía de cada anteproyecto.

Mediante el uso sistemático de las estadísticas hidrológicas, se puede determinar en forma rápida la energía disponible, según las distintas soluciones estudiadas, correspondientes a diferentes capacidades hidráulicas. Se pueden determinar también la potencia y la energía térmica necesarias para servir con alta seguridad un consumo de características semejantes a las del "Sistema Interconectado", y cuya demanda máxima sea igual a la potencia hidráulica instalada.

La comparación entre el costo medio de la energía hidráulica y térmica que pueden suministrar cada una de las soluciones analizadas, nos permite elegir la de costo mínimo, que será, en definitiva, la que se incluya en el respectivo programa.

Una vez elegidas las mejores soluciones hidráulicas de cada programa alternativo, se hace un rápido análisis de los recursos hidráulicos integrados, a fin de determinar si, considerando el hecho de que algunas

de las centrales tienen regímenes hidrológicos complementarios, es posible disminuir la potencia y la energía térmica deficitarias, fijando finalmente la potencia y fecha de puesta en marcha de las plantas térmicas requeridas.

El estudio de cada programa se complementa con un anteproyecto sobre los sistemas de transmisión y determinación de la energía perdida en la transmisión.

En consideración a que, en cada programa aparecen inversiones que se efectúan en distintas fechas, se utiliza el método de actualización llamado del "Valor Presente".

Para calcular las entradas que corresponden a cada programa alternativo es necesario determinar el valor de la energía vendida.

El precio medio que se le asigna a la energía es tal que la rentabilidad de los sistemas eléctricos no debe sobrepasar la fijada por las leyes chilenas vigentes.

También en este caso es necesario actualizar la venta de energía y los gastos anuales de los distintos programas alternativos, a fin de poder hacer las comparaciones sobre bases iguales.

Conocidos todos estos datos, y utilizando los mismos criterios adoptados para la determinación de cada planta, es fácil elegir el programa más favorable, que, como ya dijimos, es aquel que produce la máxima rentabilidad.

Naturalmente, en ciertos casos, la rentabilidad máxima no es la que determina el programa óptimo, ya que puede haber razones de otro tipo que exijan hacer cambios en el programa de rentabilidad máxima.

Por último, creemos conveniente dar a conocer el criterio usado por la ENDESA cuando se trata de comparar dos soluciones hidráulicas, destinadas a complementar un determinado programa de instalaciones. En ese caso, se calcula la rentabilidad de cada planta asignándole al kWh producido un valor diferente, según la época del año y las horas del día en que se consume. Hasta este momento, los valores relativos de la energía de invierno y verano y los de día y de noche, se han tomado de la experiencia hidroeléctrica de países donde se utiliza el "Sistema Interconectado". Las cifras son las siguientes:

$$\frac{\text{kWh de invierno}}{\text{kWh de verano}} = 1.5 \quad \frac{\text{kWh de día}}{\text{kWh de noche}} = 2$$

En la actualidad se están haciendo estudios en la ENDESA destinados a calcular el valor de estas cifras para el caso específico del "Sistema Interconectado" de la Zona Central de Chile.

# CÓMO PROYECTA Y CONSTRUYE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO

por Carlos Tercero E., Raúl J. Marsal y Raimundo Rieman \*

## 1. *Antecedentes de la utilización de técnicos e instituciones especializadas*

En 1925 se iniciaron en México las obras de riego en gran escala, a través de la Comisión Nacional de Irrigación, que contó, en sus comienzos, con la colaboración y dirección técnica de un selecto grupo de ingenieros norteamericanos de la G. J. White Co.; la experiencia de éstos fue transmitida a los ingenieros mexicanos, algunos de los cuales formaron parte más tarde de la CFE. Gracias a estos elementos, se pudo explicar que, en lo sucesivo, no fuera necesaria la ayuda técnica extranjera.

Sus primeros trabajos tuvo que encomendarlos a ingenieros jóvenes, recién graduados, dirigidos por profesionales que, con más experiencia, asistían a otras instituciones oficiales. Era muy escaso, particularmente en ingeniería eléctrica, el personal experimentado, por encontrarse casi todos los ingenieros electricistas empleados en empresas particulares, gozando de buenos sueldos y con otras ventajas que no podía satisfacer la CFE. A pesar de ello, las primeras obras que proyectó, no registraron graves defectos técnicos, ya que en todas ellas se hubo de aplicar normas y diseños de construcción empleados con éxito en otros países. Durante la guerra, por escasez de información, predominaron en la CFE las normas y procedimientos norteamericanos, fuera de que la totalidad de la maquinaria y equipos de importación eran también de esa procedencia. Gran parte del personal técnico recién salido de las escuelas de ingeniería, permaneció poco tiempo en la CFE, porque las empresas particulares, los contratistas y los fabricantes, ofrecían remuneraciones más altas; no obstante ello, la CFE y el país en general, no se perjudicaron, pues al irse formando con ese personal grupos técnicos en actividades de proyectos y de construcción, contribuyeron, en muchos casos, a realizar los propósitos de la CFE, especialmente al trabajar para ella como contratistas.

En los proyectos de obras hidráulicas, la CFE utilizó muchos de los proyectos tipo de la Comisión Nacional de Irrigación que, inicialmente, fueron adaptaciones de los que usaba el U. S. Bureau of Reclamation. Con el tiempo, y sobre todo después de la guerra, aumentaron las posibilidades de obtener y aplicar normas más recientes y perfeccionadas en diversos países europeos; la necesidad, sin embargo, de satisfacer con rapidez la demanda de energía, que aumentaba apreciablemente, no permitiría distraer la atención del personal de la CFE en el estudio y adaptación de normas

relativas a todas sus actividades; más aún, la CFE se vio precisada a utilizar, en forma gradual y por contrato, a proyectistas y constructores particulares, aunque no pudiera fijarles criterio de diseño o especificaciones de construcción bien detalladas. En 1941 se imprimieron las primeras Normas de Distribución que, sin duda, facilitaron la labor de los proyectistas y ahorraron mucho tiempo y dinero en las instalaciones de líneas y redes de distribución. Más tarde, se editaron otras normas, pero no se ha logrado completar aún la serie completa de normas y conceptos que deben regir las actividades de la ingeniería eléctrica.

## 2. *Resumen histórico de la CFE; su evolución, orígenes de los procedimientos que ha seguido para proyectar y construir sus obras; estado de su organización actual*

La historia de la CFE puede dividirse en dos etapas: la inicial y la actual.

De 1938 a 1949, sus actividades estuvieron bastante restringidas, por lo reducido de sus medios económicos y por proyecciones de la segunda guerra mundial; sin embargo, pudo obtener del gobierno norteamericano prioridad para la adquisición de maquinaria y equipo, dada la importancia que tenía para México incrementar su producción de energía. Los ingresos de la CFE procedían, especialmente, de un impuesto de 10 por ciento sobre el consumo de energía en todo el país, del producto de la venta de la energía generada en sus propias plantas y de las cantidades que anualmente le asignaba el gobierno federal; estos ingresos, así como el prestigio que le daba la realización de sus obras, fueron suficientes para justificar los créditos que obtuvo de varios fabricantes y de instituciones bancarias.

En esa primera etapa, la CFE estaba dirigida por un presidente, un vocal ejecutivo y un vocal secretario, quienes directamente informaban y recibían instrucciones de la Presidencia de la República. Sus actividades eran de dos clases, administrativas y técnicas, estas últimas distribuidas en tres oficinas: Planeación, Estudios y Proyectos, y Construcción.

A partir del 14 de enero de 1949, la CFE pasó a ser un organismo descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, regida por un Consejo de Administración integrado por el Secretario de Industria y Comercio y representantes de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, Recursos Hidráulicos e Industria y Comercio y por el Director General de la Nacional Financiera, S. A., bajo la presidencia del primero de los citados. Las decisiones del Consejo de

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.01c.

Administración son ejecutadas por la Dirección y Subdirección Generales y por la Oficialía Mayor, que tiene a su cargo las funciones administrativas.

En los aspectos de ingeniería, el Departamento de Planeación y Estudios propone a la Dirección General el plan de obras y proporciona a los proyectistas datos de la región en que se emplazarán dichas obras. La ejecución de los proyectos y las construcciones respectivas están a cargo de dos departamentos, el de Obras Civiles y el de Obras Eléctricas, cuyos jefes dependen de la Subdirección, la que está auxiliada por la Asesoría Técnica; existe también un departamento de reciente creación que maneja las juntas de electrificación, formadas en todos los estados de la República para electrificar poblados pequeños, con la cooperación de ellos mismos y de los gobiernos de los estados. Otras actividades muy importantes de ingeniería se realizan a través de la Gerencia General de Operación, encargada de operar y mantener las plantas generadoras, las líneas, subestaciones y redes que construye la CFE y aquellas que, en algunos casos, adquiere de empresas particulares.

En la actualidad, las obras que construye la CFE pueden distribuirse en tres grupos: 1) redes y líneas de distribución, pequeñas subestaciones y plantas diesel; 2) aprovechamientos hidroeléctricos y sus corres-

pondientes líneas de transmisión y subestaciones, y 3) plantas termoeléctricas a vapor.

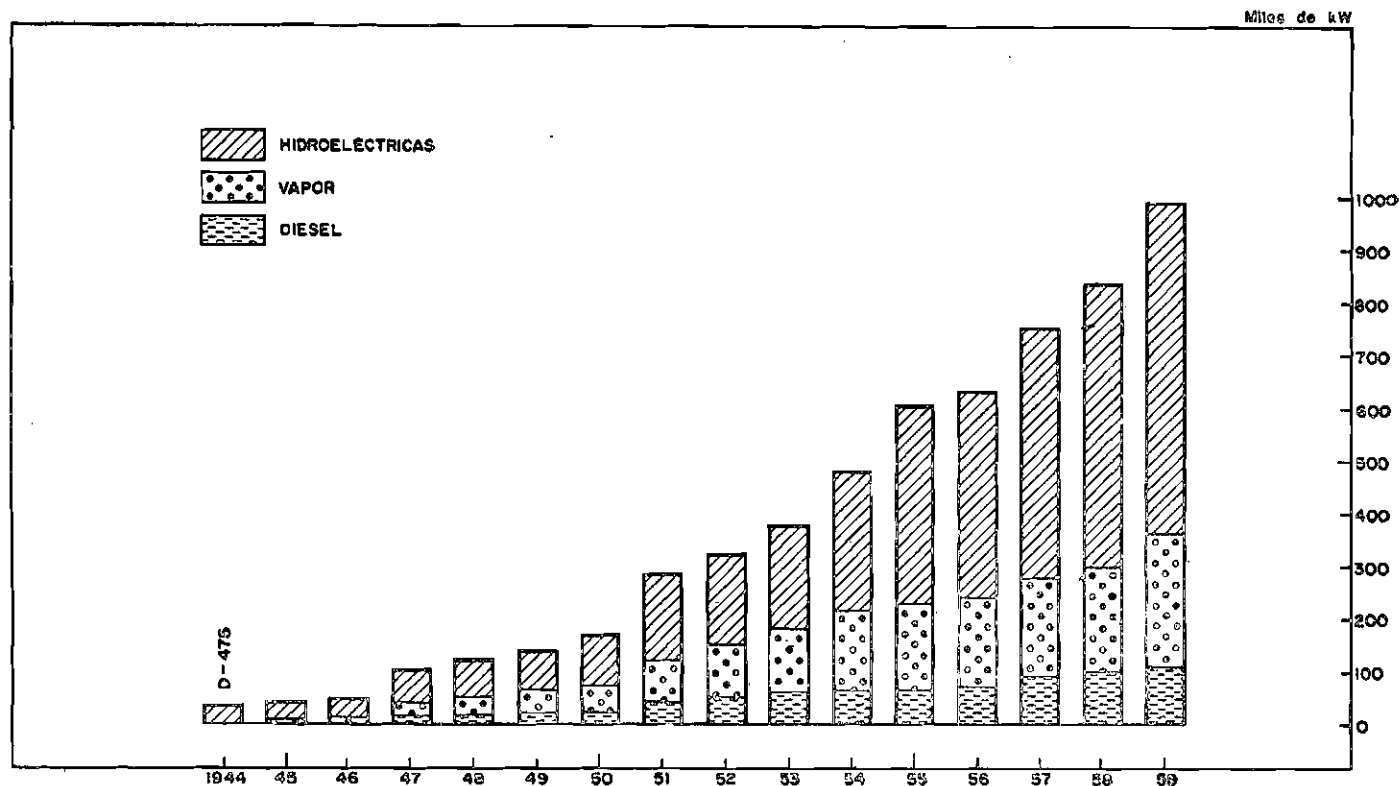
*Grupo 1:* Como ya se dijo, la labor de proyecto y construcción de líneas y redes de distribución se hubo de facilitar con la aplicación de normas racionales. Las plantas diesel fueron proyectadas en su totalidad por el personal de la CFE, hasta el año de 1950, en que se crearon las Juntas Especiales de Electrificación, cuyo volumen de trabajo exigió encomendar a diversos contratistas el proyecto y construcción tanto de esas plantas como de las redes correspondientes.

*Grupo 2:* Desde 1938 se iniciaron los proyectos de plantas hidroeléctricas, de distinta capacidad, que fueron puestas en servicio en plazos de cuatro a seis años. En 1944 se terminó la primera unidad sw 31 000 kVA del proyecto hidroeléctrico de Ixtapantongo, destinado a la ciudad de México y que demostró la madurez ya alcanzada por el personal de la CFE, tanto en la concepción del proyecto como en la construcción de esta clase de usinas; sin embargo, la creciente demanda de energía ha hecho necesario acudir actualmente, como en el caso de las obras del grupo primero, a la ayuda de empresas de ingeniería, ajenas a la CFE. En este momento, las obras de construcción de varias presas de concreto en arco se llevan a cabo bajo la dirección de ingenieros consultores europeos de gran re-

Gráfico I

MÉXICO: CAPACIDAD INSTALADA POR LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, ACUMULADA POR TIPOS DE PLANTA, 1944-59  
(Miles de kW)

ESCALA NATURAL

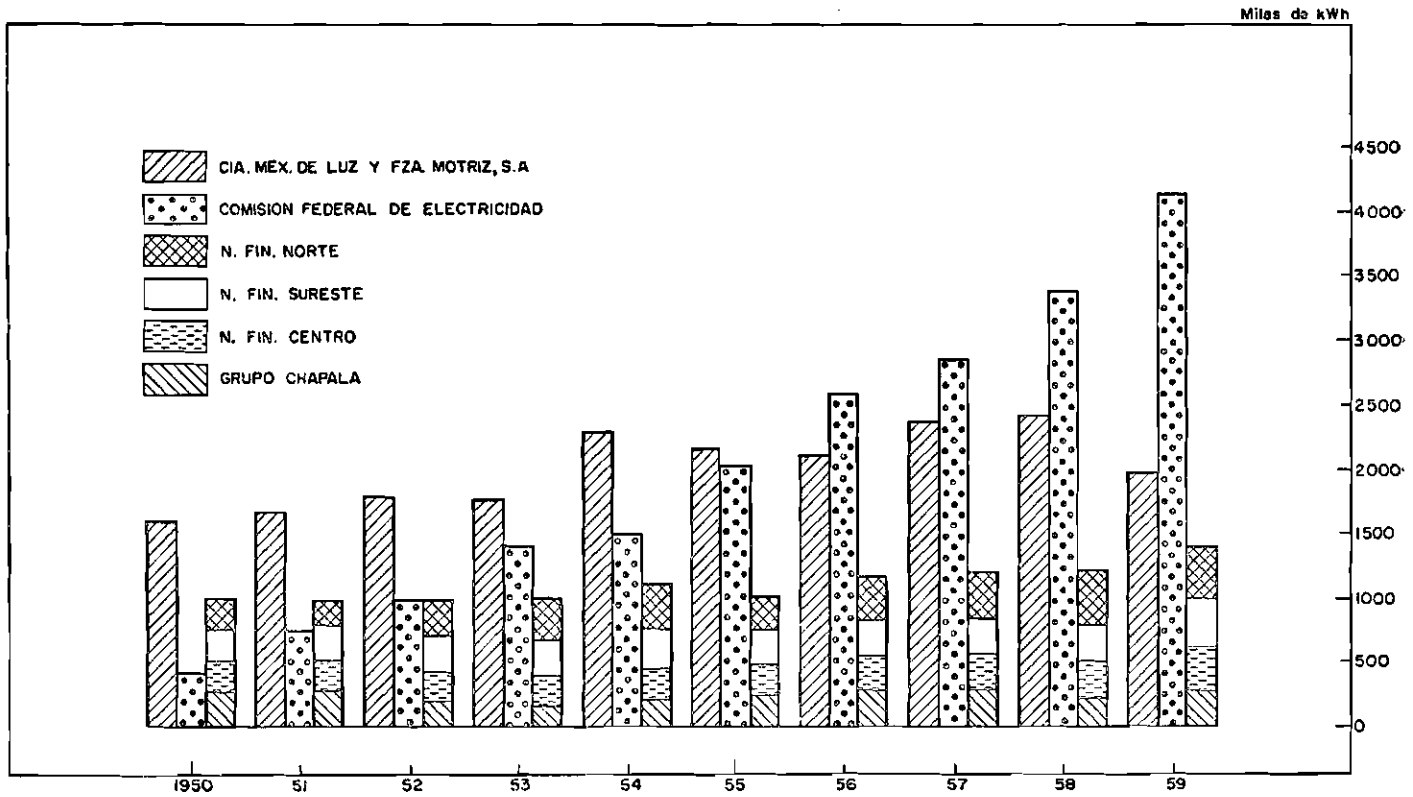


FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, oficina de Estadística.

Gráfico II

MEXICO: GENERACIÓN DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS ELECTRICOS, 1950-59  
(Millones de kW)

ESCALA NATURAL



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, oficina de Estadística.

nombre. Las obras de carácter civil de este segundo grupo han sido construidas por contratistas mexicanos, bajo la supervisión de la CFE a través de sus ingenieros residentes; las turbinas y generadores se adquieren en el extranjero; otros equipos importantes, como transformadores (hasta de 50 000 kVA y 220 000 V), interruptores, tableros, torres para líneas de transmisión, etc., se fabricarán en México.

**Grupo 3:** Con pocas excepciones, el diseño y construcción de plantas de vapor han sido efectuados por contratistas mexicanos y, últimamente, por empresas extranjeras, ya que la CFE no cuenta con personal y experiencia suficiente como para resolver en forma adecuada los problemas implicados por este tipo de plantas. Sin embargo, el personal técnico de la CFE supervisa esas actividades e interviene directamente en el estudio de emplazamientos para la planta, de las propiedades mecánicas del subsuelo y del abastecimiento de agua de refrigeración; en el aspecto electromecánico, determina muchas de las características y capacidades de sus equipos.

En la actualidad, las actividades de ingeniería de la CFE están organizadas para seguir este proceso: la Oficina de Planeación y Estudios elabora los planes y presupuestos de los trabajos de electrificación que el país requiere, basándose en el desarrollo de las industrias, del comercio, de la agricultura, del incremento

demográfico y en las recomendaciones hechas por otras instituciones. Los Directores dan a conocer los planes aprobados a la Oficialía Mayor, a los Jefes de los Departamentos de Obras Civiles, de Obras Eléctricas y de Juntas Estatales de Electrificación y a la Gerencia General de Operación, quienes, de acuerdo con el presupuesto y el plazo que se les ha fijado para la ejecución total de la obra, distribuyen el trabajo entre sus técnicos, preparan sus programas de estudios, proyectos y construcción, especifican las características de las obras, de la maquinaria y del equipo y formulan los contratos de construcción, de fabricación y de montaje. Aceptados éstos por los Directores, se hacen convocatorias públicas o privadas de licitaciones de precios, el estudio de los cuales y mediante la aprobación final de la Dirección, decidirá con quienes deben firmarse los contratos. Su administración y vigilancia quedan a cargo del departamento que los originó, hasta la completa realización de los trabajos. Las oficinas administrativas, de contabilidad, compras, importaciones, almacenes, etc., dependientes de la Oficialía Mayor, unen sus actividades a las de los ingenieros en todos aquellos aspectos de su competencia, tanto en lo que se refiere a las transacciones con los contratistas y empresas particulares, como en lo que hace al cumplimiento de las disposiciones legales a que está sujeta la CFE.

En el gráfico I se puede ver la evolución de la capacidad instalada de la CFE por tipos de central. El gráfico II muestra la generación de energía eléctrica en los principales sistemas mexicanos. Ambos permiten apreciar la importancia que la CFE ha tenido en la evolución eléctrica del país.

### 3. Departamento de Planeación y Estudios

Sobre la base de los datos que recopila la Dirección General de Electricidad de la Secretaría de Industria y Comercio, el Departamento de Planeación y Estudios de la CFE verifica el crecimiento de los mercados y hace pronósticos con una anticipación de 10 años, a fin de determinar la capacidad de las plantas y su emplazamiento más conveniente.

Tiene a su cargo los estudios geológicos preliminares, los hidrometeorológicos y los topográficos. Con esta información realiza anteproyectos para definir la solución más satisfactoria en cada caso. Donde existen posibilidades de aprovechamiento hidroeléctrico, la comparación con una alternativa térmica se hace a base del costo de la energía, pero tomando siempre en cuenta el monto de las inversiones. En muchos casos, sin embargo, no es posible adoptar la solución más económica porque no se dispone de los fondos indispensables. Según los criterios actualmente aceptados por la CFE, cuando la capacidad necesaria excede de 5 000 kW, se opta por instalar una planta de vapor. Para potencias menores se recurre a plantas diesel.

### 4. Proyectos de obras civiles, mecánicas y eléctricas; laboratorios; necesidad de trabajar aceleradamente, con sus inherentes ventajas e inconvenientes

Las obras pueden clasificarse en tres grupos: civiles, mecánicas y eléctricas. El proyecto en detalle de cada grupo está encomendado a ingenieros proyectistas de cada especialidad.

Los proyectos civiles requieren un conocimiento total de los aspectos topográfico, geológico e hidrometeorológico de la región en que van a ser realizados. La Oficina de Estudios Civiles se encarga de obtener estos datos, de cuya precisión y oportunidad dependen, en gran parte, la calidad de los proyectos, la estimación correcta de los presupuestos y el cumplimiento de los plazos para ejecutar las obras. Estos estudios deben hacerse con bastante anticipación a los proyectos; desgraciadamente, rara vez ocurre así, debido a la urgencia que hay siempre para terminar las obras en una fecha determinada en vista de las demandas del mercado. La falta de estudios más amplios, es a veces causa de modificaciones en los proyectos durante su construcción, con los aumentos consiguientes de tiempo y de costo. Ante el dilema de posponer por mucho tiempo las obras, por falta de estudios previos completos y de correr los riesgos antes señalados, la CFE ha optado en muchos casos por esta última alternativa.

Lo que se ha dicho de los estudios previos respecto a las obras civiles, puede también decirse de los proyectos mismos; algunas veces, la urgencia para entregarlos no permite ensayar varias alternativas, ni compararlas con las soluciones adoptadas en otros aprovechamientos semejantes. Muchos de estos inconvenientes no han podido superarse por falta de normas de diseño, lo cual a su vez se debe a la necesidad de que el personal técnico dedique todo su tiempo y en forma acelerada a la elaboración de proyectos. Afortunadamente, la CFE no ha tenido que lamentar hasta hoy ningún fracaso en sus obras por esta forma acelerada de trabajar, ni tampoco puede decirse que ellas sean antieconómicas; en cambio, sí ha contribuido a obtener una rápida electrificación del país, según las estadísticas, que recogen los gráficos. Sin embargo, la CFE no está satisfecha totalmente con ese sistema de trabajo; y en la actualidad estudia su reorganización general y la adopción de normas obligatorias para estudios, proyectos y construcciones.

Respecto a los proyectos mecánicos y eléctricos, las condiciones son diferentes, pues no requieren en general estudios previos tan numerosos y complejos como los que demandan los proyectos civiles; tampoco es tan crítica la falta de normas, pues una vez establecidas las características principales del proyecto, que siempre están a cargo del personal experimentado, las soluciones y proyectos detallados de la maquinaria y equipo se obtienen a través de los fabricantes, quienes elaboran sus productos basándose en normas muy perfeccionadas, de uso casi universal. Sin embargo, los continuos adelantos de la técnica de fabricación y el uso de nuevos materiales, obligan a los proyectistas electromecánicos de la CFE a estar muy atentos a toda clase de modificación de esas normas, a fin de poder aprovechar sus ventajas. El creciente volumen de trabajo ha hecho necesario también, en los proyectos electromecánicos, ejecutarlos por contrato, con personal ajeno, supervisados por la CFE. En ciertos casos, esta supervisión ha requerido de casi tanto tiempo y ha costado tanto como si el trabajo lo hubiera hecho la CFE. Sin embargo, ha mejorado gradualmente esta situación conforme aumenta la experiencia de los contratistas nacionales y se puede contar con la colaboración de empresas extranjeras de prestigio.

Uno de los auxiliares valiosos de los proyectistas civiles y electromecánicos es el laboratorio. La importancia de este hecho se hace notoria en México, con la creación del Departamento de Ingeniería Experimental en la Comisión Nacional de Irrigación, en 1936. Posteriormente, la Secretaría de Obras Públicas instaló el suyo propio y la Comisión Federal de Electricidad está desarrollando otro con fines específicos. Hace cuatro años, se constituyó el Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México, que cuenta con medios y personal dedicado a varios campos de la investigación en ingeniería civil.

Con excepción del proyecto de presas en bóvedas de concreto, que han sido estudiadas por Electroconsult

y ensayadas en ISMES, Italia, tanto los diseños hidráulicos y estructurales como las pruebas de calidad de materiales y equipo, se realizan en México. Particularmente, las pruebas de aceptación de aparatos mecánicos y eléctricos, ajustes de dispositivos de medición, control y protección, los estudios de circuitos por medio del analizador de corriente alterna, así como también los de mecánica de suelos y químicos, se realizan en el laboratorio central de la CFE.

##### 5. Construcciones por contrato y por administración; residencias; control de obras civiles, de montaje e instalaciones

Tanto la Comisión Nacional de Irrigación como la Dirección Nacional de Caminos realizaron sus primeras obras por administración, hace unos 30 años. Debe tenerse en cuenta que en esa época no había en México empresas de construcción importantes; éstas se fueron formando con ingenieros que trabajaron en los citados organismos del gobierno, y en vista del creciente desarrollo de las obras materiales en el país. Un estudio comparativo de costos por administración y por contrato, sobre la base de precios unitarios, efectuado por varias dependencias federales hacia 1940, demostró que era conveniente ejecutar las obras por contrato, excepto en aquellos casos especiales en que no es posible aplicar ese procedimiento debido a incertidumbres propias del trabajo. Es interesante notar que hay en la actualidad compañías mexicanas, con antigüedad no mayor de 10 años, que construyen obras por valor de más de cien millones de pesos anuales.

Ese criterio ha dado también buenos resultados desde el punto de vista del plazo para ejecutar las obras, pues las sanciones que se establecen al respecto en un contrato son un incentivo para que el contratista haga lo posible por terminarlas en un tiempo menor que el estipulado.

Las obras civiles sólo se construyen por administración cuando requieren técnicas especiales de ejecución o cuando las características del trabajo no permiten fijar precios unitarios. En las obras electromecánicas sucede algo semejante, pues gran parte de los trabajos de construcción de plantas, subestaciones, líneas y redes pueden hacerse por contrato, ventajosamente para la CFE y para el contratista. El montaje de las máquinas de gran capacidad lo ejecuta la CFE por administración y es supervisado por el fabricante, a fin de garantizar su funcionamiento. La CFE mantiene en la actualidad varias brigadas de montaje cuya misión es realizar dichos trabajos, así como también llevar a cabo la instalación de tableros, cables, equipos de lubricación, ventilación, refrigeración u otros que requieran las plantas y subestaciones. Las líneas de transmisión y las redes de distribución, cuya construcción en muchos aspectos puede considerarse como rutina, se prestan bastante bien a ser construidos por contratistas experimentados y responsables.

Una gran parte de las construcciones civiles pueden

ser controladas con bastante precisión, no sólo en cuanto a sus cubriciones y fidelidad a los dibujos, sino también en cuanto a la calidad de los materiales y a la bondad de la mano de obra y procedimientos de construcción. Todo ello se consigue a través de los ingenieros residentes destacados en el campo auxiliados por ingenieros, topógrafos, inspectores, vigilantes, tomadores de tiempo y demás personal de carácter administrativo, y, sobre todo, por los laboratorios de campo, que controlan la calidad de los materiales de construcción, la proporción de las mezclas, el vaciado de los concretos, etc. Esos laboratorios, que dependen de un laboratorio central, también atienden los problemas de mecánica de suelos. Periódicamente, el jefe de obras civiles y personal de la Oficina de Construcción y el de la Asesoría Técnica, visitan las obras y reciben los informes de los ingenieros residentes para, a su vez, informar a la Dirección y Subdirección Generales sobre el estado de los trabajos.

Las construcciones e instalaciones eléctricas, se controlan en forma semejante a las obras civiles, por medio de los residentes, del laboratorio electrónico y de la atención personal del jefe de obras eléctricas y de ingenieros de la Oficina de Construcción. Ninguna planta generadora, subestación, línea o red de distribución, se pone en servicio sin haber comprobado que está en perfectas condiciones de funcionamiento y de acuerdo con los códigos en vigor.

##### 6. Aspectos relativos a la operación de las obras y a la interconexión con otras empresas; capacitación de obreros

Antes de que las oficinas de ingeniería de la CFE terminen una obra, proporcionan a la gerencia general de operación los dibujos, especificaciones y memorias descriptivas correspondientes, y comunican su conocimiento y experiencia personal adquiridos durante la ejecución de las obras.

Para los fines de operación, el país está dividido en ocho zonas, cada una a cargo de una gerencia que depende de la gerencia general, establecida en la ciudad de México. Las obras terminadas pasan a depender, por tanto, de la gerencia de la zona en que se encuentran.

Los gerentes de operación están auxiliados por el personal técnico y administrativo de la oficina central de la zona y por el residente en los campamentos cercanos a las plantas generadoras o subestaciones de importancia.

Hay zonas en que operan plantas hidráulicas, diesel y a vapor, motivo por el cual su personal técnico, además de los jefes de planta y de los operadores, incluye uno o varios ingenieros especializados en cada tipo de planta, según la extensión de la zona y la importancia del servicio. Los problemas de rutina y de mantenimiento son resueltos por dicho personal; y sólo en casos especiales, los gerentes de zona solicitan asesoría del personal de las oficinas centrales.

Generalmente, las obras de la CFE se desarrollan en varias etapas. Las llamadas ampliaciones normales de una planta, subestación, línea o red de distribución, son realizadas por la gerencia de la zona; el cuerpo técnico de las oficinas centrales interviene siempre en el proyecto y realización de las etapas culminantes.

De la energía que genera la CFE, una parte se vende y transfiere a otras empresas, mediante la interconexión de sus redes; la otra parte es distribuida directamente al consumidor. Actualmente, hay zonas que tienen energía con frecuencia de 50 ciclos, vecinas de otras de 60 ciclos, que no pueden interconectarse; esto ha dado lugar a que la CFE instalara en varios de sus emplazamientos nueva maquinaria y equipos, a fin de poder prestar servicio en ambas frecuencias.

En la zona que comprende la ciudad de México, abastecida por la CFE y por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, la frecuencia es de 50 ciclos, debido a que los abastecimientos primitivos de energía fueron proporcionados por empresarios y con maquinaria que procedía de Europa, donde esa frecuencia es muy común. Puede decirse que en el resto de la República el servicio se da casi exclusivamente a 60 ciclos; esa diferencia de frecuencias, sin duda, seguirá siendo motivo de muchos inconvenientes, desde el punto de vista de las interconexiones, que se van haciendo cada día más necesarias. La CFE ha encomendado a varios especialistas nacionales y extranjeros estudiar la forma más adecuada de resolver este problema.

Uno de los problemas importantes que confronta la gerencia general de operación, es la capacitación del personal obrero que maneja y mantiene las instalaciones a su cargo. Con la cooperación del gobierno de Francia se ha creado el Instituto Franco-Mexicano de Capacitación, que imparte instrucción a gerentes de zona e ingenieros residentes, sobre métodos de enseñanza adecuados fundados en procedimientos objetivos que tienen como marco de referencia un potencial normal de inteligencia humana, y hacen posible un rápido entrenamiento de los obreros. Durante el presente año, se han realizado ensayos de este tipo en la División Oriente y en el Sistema Hidroeléctrico de Ixtapantongo, con muy buenos resultados.

### 7. Comentario final

a) *Planeación y estudios.* Son realizados exclusivamente por la oficina respectiva de la CFE, con la intervención de la Asesoría Técnica y, en algunos casos especiales, por consultores ajenos a la Institución.

b) *Proyectos.* Los diseños de obras civiles y eléctricas correspondientes a plantas hidroeléctricas, líneas de transmisión y subestaciones importantes, los ejecuta el cuerpo técnico de la CFE. Las plantas diesel, redes de distribución y líneas de transmisión pequeñas, las proyectan contratistas mexicanos. Las plantas a vapor, hasta 1959, eran diseñadas por ingenieros; desde 1959 se encargan de ello los fabricantes de equipo, al-

gunos de los cuales se han asociado a empresas nacionales.

c) *Laboratorios.* El estudio de problemas especiales de la ingeniería civil se realiza en diversos laboratorios de México. En particular, las pruebas de aceptación y de verificación de equipos mecánicos eléctricos y de medición están a cargo del laboratorio central de la CFE. Además, se cuenta con laboratorios de campo en las obras más importantes, para vigilar la calidad de los materiales y la bondad de los procesos de construcción en materia de ingeniería civil.

d) *Construcción.* Las obras civiles se realizan, casi sin excepción, por contrato con compañías mexicanas, a base de precios unitarios.

El montaje del equipo de obras hidroeléctricas es ejecutado por administración, con personal propio y directamente a cargo de la CFE, supervisado por montadores del fabricante. Las plantas a vapor se ejecutan por administración, contratando los trabajos y dirección de los mismos con empresas nacionales.

e) *Operación de sistemas.* La CFE opera las instalaciones construidas por ella. El 25 por ciento de la energía que produce la distribuye directamente al consumidor; el 75 por ciento restante, la vende en bloque a otras empresas.

f) *Consultores.* La práctica seguida por la CFE ha sido llamar a consultores nacionales o extranjeros para resolver problemas específicos, cubrir lagunas en su experiencia o conocer opiniones diversas en cuestiones importantes, cuya decisión es dudosa. En ningún caso, la CFE ha usado los servicios de consultores extranjeros para resolver problemas de planeación general o los de un proyecto en su totalidad.

De la experiencia adquirida a lo largo de casi 25 años de labor en la CFE, surgen las siguientes observaciones críticas sobre su organización y modo de operar:

a) Se requiere contar con un programa a largo plazo, para estudiar y proyectar oportunamente las obras que deba desarrollar. La coordinación de las actividades de la CFE con otros organismos gubernamentales, universitarios y la iniciativa privada, debe mejorarse, a fin de que la información básica sea más fidedigna y completa.

b) Si bien el proyecto de las obras ha sido ejecutado preferentemente por el cuerpo técnico de la CFE, por razones de tiempo o de experiencia profesional, cada vez se hace más evidente la necesidad de recurrir a firmas nacionales o extranjeras para realizar dichos trabajos, con normas CFE y supervisadas por este organismo. De aquí la necesidad imperiosa de que se elaboren o adopten normas y especificaciones más completas que las actuales, se intensifique la especialización de técnicos e ingenieros constructores de distintas plantas eléctricas y se reglamenten mejor las funciones del personal.

c) Debe tenderse a eliminar el empirismo del personal de operación y de mantenimiento de obras a car-



Cuadro 2

## MÉXICO: PRINCIPALES CORRIENTES FLUVIALES EN LOS ESTADOS DE SONORA Y SINALOA

Corriente	Lugar de observación	Área de la cuenca (km <sup>2</sup> )	Escurrimiento anual (mill. de m <sup>3</sup> )	Gasto máximo (m <sup>3</sup> /seg)
R. Sonoita . . . . .	Sonoita, Son	8 160	80	—
R. Altar . . . . .	Presa Cuauhtémoc, Son.	2 310	23	1 280
R. Magdalena . . . . .	Avituaba, Son.	6 930	68	—
R. Cocospera . . . . .	Comaguito, Son.	1 465	15	—
R. Sonora . . . . .	Hermosillo, Son.	21 900	162	1 130
A. de Guaymas . . . . .	Guaymas, Son.	5 770	32	—
R. Yaqui . . . . .	Presa A. Obregón, Son.	73 500	2 726	9 180
R. Mayo . . . . .	Presa Mocúzari, Son.	9 500	886	6 390
R. Fuerte . . . . .	El Mahone, Sin.	29 930	5 668	14 380
R. Sinaloa . . . . .	Jainas, Sin.	8 860	1 317	9 300
A. de Ocorani . . . . .	El Naranjo, Sin.	1 290	117	1 740
A. de Cabrera . . . . .	El Zopilote, Sin.	710	78	820
R. Mocerito . . . . .	Guamuchil, Sin.	1 860	91	1 550
A. de Pericos . . . . .	Pericos, Sin.	285	32	—
R. Culiacán . . . . .	Culiacán, Sin.	16 340	3 512	11 000
R. San Lorenzo . . . . .	La Cruz, Sin.	9 275	1 500	2 250
R. Elota . . . . .	Elota, Sin.	2 040	395	3 340
R. Piaxtla . . . . .	Pte. F. C. Pacífico, Sin.	6 365	909	5 550
A. de Quelite . . . . .	Quelite, Sin.	700	113	970
R. Presidio . . . . .	Villa Unión, Sin.	5 890	747	5 000
R. Baluarte . . . . .	Rosario, Sin.	4 500	1 377	9 000
A. de Canas . . . . .	Pte. F. C. Pacífico, Sin.	480	78	—
<i>Total</i>		<u>218 060</u>	<u>19 926</u>	

FUENTE: Oscar Benassini, en *Ingeniería Hidráulica en México* (abril, mayo y junio de 1954).

sentan más del 50 por ciento del escurrimiento medio anual disponible en todos los demás ríos.

Puede observarse también, en el cuadro 2, que en los mismos ríos se presentan avenidas máximas de gran magnitud (10 000 m<sup>3</sup>/seg o más), que provocan frecuentes inundaciones en la planicie costera.

Cuadro 3

## MÉXICO: ESCURRIMIENTO MEDIO ANUAL DE LOS PRINCIPALES RÍOS DE LOS ESTADOS DE SONORA Y SINALOA

	Escurrimiento medio anual (millones de m <sup>3</sup> )	Escurrimiento medio anual acumulado	Porcientos
1. R. Fuerte . . . . .	5 668		28.5
2. R. Culiacán . . . . .	3 512	9 180	17.7
3. R. Yaqui . . . . .	2 726	11 906	13.6
4. R. San Lorenzo . . . . .	1 500	13 406	7.5
5. R. Baluarte . . . . .	1 377	14 783	6.9
6. R. Sinaloa . . . . .	1 317	16 100	6.5
7. R. Piaxtla . . . . .	909	17 009	4.6
8. R. Mayo . . . . .	886	17 895	4.6
9. R. Presidio . . . . .	747	18 642	3.8
10. R. Elota . . . . .	395	19 037	2.0
11. Otros . . . . .	889	19 926	4.8
<i>Total</i> . . . . .	<u>19 926</u>		<u>98.4</u>

En otros ríos como el Piaxtla, Presidio y Baluarte, también se presentan avenidas de gran magnitud, así como escurrimientos medios anuales elevados; se estudia la posibilidad de aprovechar estos últimos en un futuro próximo.

## c) Localización de áreas regables

En términos generales, las superficies regables crecen conforme se amplía la planicie costera, es decir, de sur a norte; desafortunadamente, la precipitación disminuye también de sur a norte.

La región mejor dotada, en cuanto a tierra regable y agua disponible, se localiza en la zona media y al norte del estado de Sinaloa, donde se conjugan los siguientes factores:

a) Una gran cuenca de captación con precipitaciones superiores a la media. (El río Fuerte con 29 930 km<sup>2</sup> y el río Culiacán con 16 340 km<sup>2</sup>.)

b) Amplias zonas regables en la planicie costera.

c) Vasos de almacenamiento con capacidad suficiente para regularizar los escurrimientos.

En el río Fuerte, vaso de Mahone, presa Miguel Hidalgo con  $2\,300 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de capacidad.

En el río Culiacán, sobre sus dos afluentes: el Tamazula y el Humaya, las presas de Sanalona  $845 \times 10^6$  m<sup>3</sup> y El Varejonal con  $3\,150 \times 10^6$  m<sup>3</sup>.

d) Factores favorables en cuanto a calidad de tierras, clima y ausencia de heladas.

Los factores anteriores también se presentan en el río Yaqui, aunque menos favorablemente, puesto que, aun cuando la cuenca del Yaqui es dos y media veces mayor que la del Fuerte, el escurrimiento medio anual es inferior.

Las condiciones anteriores debieron llamar la atención de la Secretaría de Recursos Hidráulicos, la cual enfocó la solución de los problemas de riego y control de avenidas haciendo que se orientaran las inversiones, principalmente, hacia la construcción de obras para el aprovechamiento de los escurrimientos de esos ríos.

Por estar localizadas la mayor cantidad de tierras laborables en las zonas sur del estado de Sonora y central y norte del estado de Sinaloa, se hizo necesario aprovechar los escurrimientos de dichos ríos, habiéndose decidido estudiar y construir obras de regadío, control de avenidas y generación de energía eléctrica en los ríos Yaqui, Mayo, Fuerte, Sinaloa y Culiacán, y sólo riego y control de avenidas en el río San Lorenzo.

En lo que sigue se tratarán como ejemplos de desarrollo agrícola-eléctrico los aprovechamientos que se han construido sobre el río Yaqui, y, en lo referente a obras de excedencias y control de avenidas, las obras construidas sobre el río Fuerte (presa Miguel Hidalgo) y las que se encuentran en construcción sobre el río Humaya (Presa de El Varejonal).

## 2. Río Yaqui

### a) Antecedentes

En 1890, el gobierno federal otorgó una concesión a la Sonora Sinaloa Irrigation Company (SSIC) para abrir terrenos al cultivo y construir obras de riego utilizando aguas del río Yaqui. La SSIC se denominó posteriormente Constructora Richardson, S. A. (CRSA), que hasta 1928 operaba con capital norteamericano; la superficie regada alcanzó en ese año 40 000 hectáreas.

Desde 1928 a 1934 la CRSA pasó a depender del Banco Nacional de Crédito Agrícola, S. A.

Por decreto presidencial, se creó en 1925 la Comisión Nacional de Irrigación (CNI), transformada ahora en la Secretaría de Recursos Hidráulicos, que inició estudios en todo el país para promover su desarrollo agrícola.

En 1932, la CNI inició estudios para regularizar el río Yaqui y aprovecharlo en riego; construyó la presa de La Angostura en el río Bavispe, afluente del Yaqui en los años 1935 a 1941.

En 1942, la CNI se abocó al estudio de la zona del bajo río Yaqui, en los sitios conocidos como El Águila (cercano a la confluencia Moctezuma-Yaqui), Buenavista y Oviachic. Se decidió la construcción de Oviachic, presa que quedó terminada en 1952.

La terminación de otras obras auxiliares, canales de riego, drenajes, etc. se llevó a cabo en los años siguientes, abriéndose finalmente al cultivo 220 000 hec-

táreas, que son las que actualmente comprenden el distrito de riego del río Yaqui.

El cuadro siguiente muestra el desarrollo de las obras y las superficies regadas desde 1890 a la fecha, en la zona servida por el río Yaqui.

	<i>Hectáreas cultivadas con riego</i>	<i>Obras construidas</i>
1890 . . . .	—	
1928 . . . .	40 150	Derivaciones y canales de riego.
1951 . . . .	131 500	En 1941. Almacenamiento en Angostura río Bavispe $865 \times 10^6 \text{ m}^3$ .
1960 . . . .	220 000	En 1952 presa Oviachic sobre el río Yaqui $3\,000 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

El desarrollo agrícola de la zona del río Yaqui promovió un auge económico acelerado que hacía indispensable el suministro de energía eléctrica. En el apartado subsiguiente se sintetiza la labor llevada a cabo en el período 1951 a 1960 por el gobierno federal a través de la CFE.

Estando casi terminada la presa del Oviachic, se iniciaron pláticas entre la CFE y la Secretaría de Recursos Hidráulicos para el aprovechamiento en generación de energía eléctrica de las aguas extraídas de la presa.

Para la instalación de la planta fue necesario hacer algunas modificaciones en la toma y conducción, así como adaptaciones en la entrada de las tuberías a la casa de máquinas.

La presa de Oviachic tiene dos tomas, una alta, que conecta con el canal de riego localizado en la margen izquierda, con capacidad de  $115 \text{ m}^3/\text{seg}$ ; y una baja, que descarga al río para ser derivada aguas abajo. El agua que se utiliza en generación es sólo la que se extrae por la toma baja.

La capacidad que se determinó instalar en la planta fue de 19 200 kW en dos unidades.

Como puede verse, en la construcción de las obras de riego, desde 1890 hasta 1950-51, no hubo una planeación y coordinación adecuadas; no obstante lo cual, los resultados han sido satisfactorios y el desarrollo logrado puede ponerse como un buen ejemplo de progreso, independientemente de lo relativo al costo de las obras.

A partir de 1951 y para satisfacer las necesidades de energía eléctrica del Sistema Sonora-Sinaloa en formación, como se verá seguidamente, la CFE inició los estudios del alto río Yaqui y de sus afluentes Papigochic y Tomochic.

Se instalaron estaciones hidrométricas en varios sitios, se elaboraron anteproyectos de posibles plantas, tratando, con los datos disponibles, de definir el aprovechamiento más económico; se decidió la construcción de la presa y planta hidroeléctrica El Novillo, localizada a unos 110 km aguas arriba de Oviachic; se determinó instalar una capacidad de 90 000 kW en

go de la CFE. Los ensayos para capacitar al personal obrero, con resultados positivos, señalan la necesidad de establecer cursos de capacitación como actividad fundamental de la CFE.

d) La organización de la CFE dista de ser un modelo perfecto en su estado presente, y hasta aquí ha sido

el resultado de un proceso de adaptación a los problemas planteados en el curso de su rápido crecimiento. Especialistas en la materia están estudiando una reestructuración que le permita operar más eficazmente y en coordinación más perfecta con otras instituciones nacionales.

## PLANEACIÓN DE UN SISTEMA

### Estudio basado en el desarrollo del sistema Sonora-Sinaloa

por Glicerio González \*

La región Noroeste de México comprende los estados de Nayarit, Sinaloa, Sonora, parte de la península de la Baja California, limitada entre la frontera con los Estados Unidos y el paralelo 29° aproximadamente, y las regiones occidentales de los estados de Chihuahua y Durango, que se hallan dentro de la cuenca de los ríos que drenan esta zona.

#### 1. Descripción de los estados de Sonora y Sinaloa

La extensión conjunta de Sonora y Sinaloa suma 241 000 km<sup>2</sup>, lo que representa el 12.35 por ciento de la superficie total de la República Mexicana. Políticamente, los estados de Sonora y Sinaloa se hallan divididos en 72 y 16 municipios, respectivamente, y su población se dedica fundamentalmente a la agricultura.

Entre los años 1910 y 1960, el crecimiento demográfico de los estados de Sonora y Sinaloa ha sido el que muestra el cuadro 1.

Cuadro 1

MEXICO: POBLACIÓN DE LOS ESTADOS DE SONORA Y SINALOA, 1900-60

Año	Sonora	Sinaloa	Total
1900 . . . . .	221 682	296 701	518 383
1910 . . . . .	265 383	323 642	689 025
1920 . . . . .	275 127	341 265	616 392
1930 . . . . .	316 271	395 618	711 889
1940 . . . . .	364 176	492 821	856 997
1950 . . . . .	510 607	635 681	1 146 288
1960 . . . . .	771 663	841 679	1 613 342

Obsérvase un enorme incremento de la población en el período 1940-60, en comparación con el de 1920-1940; en el período 1940-60 la población casi se ha duplicado, ya que el incremento fue de 88.2 por ciento, en tanto que en el período 1920-40 sólo fue de 39.2 por ciento. A dicho aumento ha contribuido, indudablemente, el desarrollo agrícola de la región.

#### a) Orografía

Desde el punto de vista orográfico, la región Noroeste del país se puede dividir en tres zonas: la primera está comprendida entre la curva de nivel a 500 m

de altura y el parteaguas de la Sierra Madre Occidental, con elevaciones superiores a los 3 000 m; la segunda entre las curvas de nivel 100 y 500 m aproximadamente; la tercera abarca desde el nivel del mar hasta los 100 m de elevación aproximadamente.

La primera zona se caracteriza por su configuración montañosa, con grandes cañones y abruptas pendientes, en las que no existen valles que faciliten la construcción de presas de almacenamiento; los ríos se presentan muy ramificados y disponen de poca agua. Las obras que pudieran construirse son, por lo tanto, poco atractivas, por el momento al menos.

La segunda, o zona media, se presta para la construcción de presas con vasos capaces de regularizar los escurrimientos de las partes altas; esta situación se puede apreciar por la localización de los proyectos de riego e hidroeléctricos, realizados y en estudio.

La tercera, o zona baja, corresponde a la planicie costera y es ahí donde se localizan grandes extensiones de tierra aptas para la agricultura y grandes núcleos de población.

#### b) Hidrografía

Los ríos de la región Noroeste se distinguen por su régimen torrencial, que comprende dos períodos típicos de lluvias: en invierno y en verano. El período de verano, que es el más importante desde el punto de vista del volumen escurrido, abarca los meses de julio a octubre; el de invierno, en el que se observan generalmente los gastos máximos, comprende los meses de diciembre, enero y febrero. Son bien conocidas las inundaciones que estas avenidas extraordinarias han provocado en las zonas agrícolas y poblaciones ribereñas; el ejemplo más reciente es el del río Fuerte, cuya avenida de 13 000 m<sup>3</sup>/seg, a principios de enero de 1960, descargando por el vertedor de la presa Miguel Hidalgo 8 300 m<sup>3</sup>/seg, causó graves daños en la comarca.

Las grandes avenidas de los ríos del Noroeste, y la experiencia obtenida en el control de dichas avenidas mediante la construcción de obras hidráulicas, invitan a llevar a cabo un análisis de los criterios que se han considerado al proyectar y construir tales obras.

En el cuadro 2 se dan las características de las principales corrientes de los estados de Sonora y Sinaloa.

Si se colocan las corrientes por orden decreciente, con respecto al escurrimiento medio anual, puede observarse que los ríos Fuerte, Culiacán y Yaqui repre-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.3.

Cuadro 4

## MÉXICO: DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO SONORA-SINALOA, 1950-60

Año	Mes	Concepto	Capacidad instalada (kW)	Año, consumo y demanda máxima		
				Año	GWH	MW
1951 . . .	Ago.	Adquisición de instalaciones en Hermosillo, Guaymas, Ciudad Obregón, Empalme, Huatabampo y Navojoa, Sonora, 11 580 kW instalados	11 580	1951	37.6	8.4 <sup>a</sup>
1951 . . .	Feb.	Entra en operación la planta térmica en Ciudad Obregón, Son., CFE	15 000			
1953 . . .	Mar.	Entra en operación la planta térmica de Guaymas, Son., CFE	25 000	1952	49.3	12.4
	Abr.	Líneas de transmisión Obregón-Guaymas-Hermosillo. Se forma la base del sistema interconectado				
	Oct.	Adquisición de instalaciones en poblaciones de Bacobampo y Etchojoa				
	Nov.	Líneas de transmisión y distribución a la zona agrícola de bombeo de Siete Cerros		1953	73.1	17.6
1954 . . .	Mar.	Líneas de interconexión al sistema a las poblaciones de Navojoa, Huatabampo, Bacobampo y Etchojoa		1954	97.6	26.8
Con lo anterior puede considerarse que la parte correspondiente al sistema en el estado de Sonora quedó interconectada, trabajándose en la construcción de las plantas hidroeléctricas de Oviachic, Mócúzari y El Fuerte.						
1956 . . .	Nov.	Adquisición por la CFE de instalaciones en la zona de Los Mochis, Sin.		1955	147.9	36.1
1957 . . .	Mar.	Se electrifica la población de Guasava, Sin.		1956	200.4	43.7
		Estas poblaciones operaban sin hallarse interconectadas		1957	225.6	51.2
1957 . . .	Ago.	Entra en operación la primera unidad de la planta hidroeléctrica Oviachic	9 600			
1958 . . .	Ene.	Oviachic, segunda unidad	9 600	1958	268.1	55.2
1959 . . .	Mar.	Entra en operación la planta hidroeléctrica de Mócúzari	9 600			
	Feb.	Se interconecta al Sistema Los Mochis y Guasave		1959	292.3	60.6
1960 . . .	Ago.	Entra en operación la primera unidad de la planta hidroeléctrica El Fuerte	19 600			
1960 . . .	Nov.	El Fuerte, segunda unidad	19 600	1960	—	—
1961 . . .	Jun.	Se incorpora Culiacán al sistema Sonora-Sinaloa				

<sup>a</sup> El consumo y la demanda máxima comprenden las poblaciones adquiridas en ese año.

dos unidades que deberán entrar en operación en 1963-1964, programadas de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico Sonora-Sinaloa, y se trató, finalmente, de aprovechar para la generación de energía eléctrica las obras construidas con fines de riego construyéndose plantas hidroeléctricas al pie de las presas de Mocúzari, El Fuerte y Sanalona.

### 3. Desarrollo económico del Noroeste

Hasta 1951, el servicio de energía eléctrica en la región del Noreste era proporcionado por una serie de pequeñas empresas que operaban aisladamente, en ciudades importantes como Hermosillo, Ciudad Obregón, Guaymas, Navajoa, Nogales, Los Mochis, Culiacán, Mazatlán y otras.

Existían, además, plantas de servicio mixto y de servicio privado, que abastecían de energía a determinadas industrias, para las cuales fueron especialmente instaladas; un mínimo de energía de las mismas se destinaba al consumo de poblados vecinos, donde generalmente residían los obreros de esas industrias.

La capacidad instalada y la generación correspondientes al año 1951 se muestran a continuación:

Tipo	Capacidad instalada (kW)	Generación (kWh)	Número de plantas
<i>Estado de Sonora</i>			
Servicio público . . . . .	16 796	38.45	16
Servicio mixto y privado . . . . .	35 420	136.93	24
<b>Total . . . . .</b>			<b>40</b>
<i>Estado de Sinaloa</i>			
Servicio público . . . . .	8 204	19.75	21
Servicio mixto y privado . . . . .	30 559	23.67	165
<b>Total . . . . .</b>			<b>186</b>

(De las 226 plantas instaladas en los estados de Sonora y Sinaloa, 174 eran menores de 50 kW.)

De aquí se deduce que, dada la ausencia de un servicio público capaz de satisfacer el mercado, cualquier persona o empresario pudiente instalaba su propia plan-

ta. Se hizo, pues, imperioso integrar un sistema eléctrico que pudiera satisfacer las necesidades de ese momento y previera el futuro desarrollo de energía en una zona cuyas condiciones agrícolas mejoraban cada vez más gracias a la construcción de obras de riego.

La integración en un solo sistema y su desarrollo en el período 1950-60 aparece en el cuadro 4. El programa correspondiente al mismo sistema durante los años 1961-64 puede verse en el cuadro 5.

Para analizar cuáles hubieran sido los resultados si en 1945 se hubiera dispuesto de toda la información actual, compárense los datos recogidos en el cuadro 6. Dicho cuadro permite obtener las siguientes deducciones:

a) Las tres presas se encuentran sobre el cauce principal en forma escalonada, de aguas arriba a aguas abajo: Novillo, Algodones, Oviachic.

b) El almacenamiento útil es el mismo en Oviachic y Novillo.

c) Sin que pueda notarse en el cuadro, puede deducirse que Novillo domina cuando menos las mismas tierras cultivables que Oviachic.

d) Para ambas se han proyectado plantas hidroeléctricas al pie de la cortina, sólo que la de Novillo podrá tener cuatro y media veces más capacidad, ya que dispone de más carga y de mayor cantidad de agua (la presa de Oviachic tiene una toma alta para riego que no se utiliza en generación).

e) El costo de la presa, vertedor, obra de toma, desvío, sin incluir la planta hidroeléctrica en pesos mexicanos, es: Oviachic, 160 millones en 1952; Novillo, 142 millones en 1960.

Puede afirmarse, apenas sin margen de error, que en 1952 la presa El Novillo hubiera costado 25 por ciento menos, es decir, 106 millones de pesos.

Cabe preguntar: Si en 1947-48 (fecha en que se inició la presa de Oviachic) se hubiera dispuesto de la información con que ahora se cuenta, ¿cuál se hubiera construido?

Si se hubiera decidido construir El Novillo, que representaría mayores ventajas pensando en las posibilidades de generación, habría sido necesario construir, aguas abajo, una presa de "cambio de régimen" de generación a riego, que probablemente hubiera sido la misma de Oviachic, con la capacidad adecuada (menor que la actual). Hasta ahora, casi no se ha men-

Cuadro 5

MÉXICO: PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO SONORA-SINALOA, 1961-64

Año	Mes	Planta	Capacidad (kW)	Tipo
1961 . . . . .	Septiembre	Guaymas, tercera unidad	33 000	Térmica
1961 . . . . .	Octubre	Sanalona, primera unidad	7 000	Hidroeléctrica
1962 . . . . .	Enero	Sanalona, segunda unidad	7 000	Hidroeléctrica
1962 . . . . .	Noviembre	El Fuerte, tercera unidad	19 800	Hidroeléctrica
1963 . . . . .	Diciembre	Novillo, primera unidad	45 000	Hidroeléctrica
1964 . . . . .	Mayo	Novillo, segunda unidad	45 000	Hidroeléctrica

## Cuadro 6

## MÉXICO: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS PRESAS OVIACHIC, NOVILLO Y ALGODONES SOBRE EL RÍO YAQUI

	Oviachic (en operación)	Novillo (en construcción)	Algodones (en estudio)
Río . . . . .	Yaqui	Yaqui	Yaqui
Área de la cuenca hasta la presa (km <sup>2</sup> ) . . . . .	70 000	58 300	
Tipo de cortina . . . . .	Enrocamiento	Arco	Enrocamiento
Volumen de la cortina (m <sup>3</sup> ) . . . . .	9 756 000	380 000	
Altura (m) . . . . .	57.00	110	120
Capacidad útil del vaso (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) . . . . .	2 500	2 500	6 000
Tipo de vertedor . . . . .	Abanico-cresta libre	De compuertas	De compuertas
Capacidad del vertedor (m <sup>3</sup> /seg.) . . . . .	11 100	12 000 máximo controlable	No se ha definido
Área regada (ha) . . . . .	220 000	—	—
Tipo de planta hidroeléctrica . . . . .	A pie de cortina	A pie de cortina	A pie de cortina
Carga de diseño . . . . .	35.50	87.00	90 aproxim.
Capacidad instalada (kW) . . . . .	19 600	90 000	100 000
Número de unidades . . . . .	2	4	No definido
Generación anual (GWH) . . . . .	90	435	450
Costo de obra civil sin incluir planta hidroeléctrica (millones de pesos mexicanos) . . . . .	160 (Año 1952)	142 (Año 1961)	No definido
Costo de planta sin líneas ni subestaciones (millones de pesos mexicanos) . . . . .	20	77	No definido

cionado la presa de Algodones, la cual puede regularizar totalmente el escurrimiento del río Yaqui, eliminando en forma radical las avenidas en la zona baja y aumentando probablemente el agua disponible para riego.

Otras ventajas que hubiera tenido la construcción en el orden Novillo-Algodones y Oviachic (baja), o Novillo-Oviachic (baja) y Algodones, habría sido su facilidad de construcción, por estar controlado el río aguas arriba y necesitar vertedores cada vez más chicos y de menor costo.

Es probable que no hubieran sido necesarias las inversiones térmicas (Guaymas y Obregón) en caso de disponer de 90 000 kW en el Novillo, o que no lo hubieran sido hasta después de diez años o más.

Existe una boquilla localizada dentro del actual vaso de Oviachic, que se estudió simultáneamente, pero que fue desechada por formar un vaso de poca capacidad. Es probable que ese vaso, conocido como Buenavista, hubiera sido suficiente para la presa de cambio de régimen, con lo cual se hubieran logrado dos objetivos: dejar de inundar de 8 000 a 10 000 hectáreas en el vaso de Oviachic y disminuir el área expuesta a evaporación.

El área máxima de embalse de Oviachic es de 170 km<sup>2</sup> y la evaporación media anual, del orden de 2.50 m. Puede estimarse que la pérdida por este concepto es casi de 10 m<sup>3</sup>/seg.

Los vasos de Novillo y Algodones, por tener mayor profundidad, poseen sólo 100 km<sup>2</sup> de área de embalse, y la pérdida por evaporación sería menor.

#### 4. Obras de excedencias y control de avenidas

Uno de los objetos principales de la construcción de presas en los ríos Fuerte, Yaqui y Culiacán, ha sido el de disminuir (o anular, de ser posible) los perjuicios ocasionados por las grandes avenidas. La regulación y control de una avenida depende, en primer lugar, de la capacidad disponible para regularizarla; y, en segundo término, de disponer de medios de control del agua, para usar con seguridad la capacidad de regulación disponible.

La capacidad de regulación queda limitada por las condiciones topográficas de los vasos y la altura económica de las cortinas; y la forma de usarla está sujeta al diseño de la obra de excedencias.

Nos referimos, en especial, a las obras de excedencias de las presas de El Fuerte (en operación) y Humaya (en construcción), pudiendo aplicarse con ligeras variantes a las obras de excedencias de Oviachic, Mocúzari y Sanalona.

El criterio seguido para el diseño de las obras de excedencias de las presas citadas, ha sido, en síntesis, el siguiente:

a) Diseñar una obra de excedencias que no requiera operación complicada, ni esté sujeta a fallas humanas ni mecánicas.

b) Dada la magnitud de las crecientes y el alto costo por metro de altura de las cortinas, se han diseñado vertedores en forma de abanico (con gran longitud de crestas) que descargan gastos elevados con poca carga.

Los dos puntos anteriores, y, principalmente, el

segundo, han dado como resultado en las avenidas registradas, que su tránsito por los vasos se lleve a cabo con una pequeña disminución del gasto máximo, aun en el caso de avenidas normales y sin llegar a usar la capacidad de regulación totalmente.

Como ya se dijo antes, en la presa Miguel Hidalgo se presentó recientemente (enero 1960) una avenida cercana a 13 000 m<sup>3</sup>/seg (la avenida máxima probable prevista es de 22 500 m<sup>3</sup>/seg), produciendo una descarga por el vertedor de 8 300 m<sup>3</sup>/seg que ocasionó inundaciones y pérdidas cuantiosas aguas abajo. El nivel de la presa se sobreelevó 4.20 m, disponiéndose de 7.10, que es el tirante máximo en el vertedor; si se hubiera presentado la avenida de diseño es indudable que los daños habrían sido mucho mayores.

Con la experiencia tenida, deberán revisarse los criterios para el diseño de las obras de excedencias y si es necesario, modificar las existentes y construir las futuras con diferentes bases.

Los vertedores de cresta libre disminuyen el pico de la avenida, tanto más cuanto mayor es la carga que se presenta y, por lo tanto, menor su longitud de cresta, incrementándose la altura de la cortina.

Para evitar el incremento de la altura de la cortina se propone modificar el tipo del vertedor en la siguiente forma:

a) Colocación de compuertas en número y capacidad suficiente para que, con amplio margen de seguridad, se protejan las demás obras (cortina principalmente).

b) El asiento de las compuertas deberá quedar a una cota más baja que la cresta del vertedor libre, con objeto de disponer de mayor capacidad de regulación de avenidas; así, deberán efectuarse extracciones por el vertedor en forma anticipada cuando se tenga noticias de crecientes en la cuenca de alimentación.

c) Instalación de estaciones de información y previsión de avenidas en los ríos tributarios, dotadas de personal y equipo adecuados.

d) Especial vigilancia y atención de los niveles en la presa, cuando durante la temporada de lluvias éstos se encuentren altos.

e) Establecimiento de niveles índices de los cuales deberán hacerse extracciones por el vertedor, especialmente si se presumen aportaciones de consideración.

En la presa del Humaya, localizada en el afluente principal del río Culiacán, deberá aplicarse la experiencia tenida en el caso del Fuerte.

En la presa citada, se ha proyectado un vertedor en abanico y se ha procedido a fijar los niveles índices que se mencionan en el párrafo anterior, pero con una limitación de 300 m<sup>3</sup>/seg al gasto que se puede extraer.

Como ejemplo de buen funcionamiento hidráulico de una obra de excedencias, puede citarse el vertedor de Temascal (presa Presidente Alemán) en el río Tonto, afluente del Papaloapan. Este vertedor está dotado de 11 compuertas radiales que permiten desfogar un gasto máximo de 5 500 m<sup>3</sup>/seg, controlando efectivamente las avenidas. Si el vertedor de Temascal se hubiera construido en forma similar al de la presa El Fuerte, el control que se habría podido lograr hubiera sido mínimo y más de una vez se habría inundado la zona baja.

Actualmente, a pesar de no estar controlados todos los afluentes del Papaloapan, es posible adelantar o atrasar las crecientes del río Tonto, para evitar que se acumulen con las de otros afluentes.

La CFE ha efectuado estudios que demuestran los beneficios que se obtendrán modificando los vertedores de las presas Miguel Hidalgo y Humaya.

## 5. Conclusiones

Con la experiencia obtenida en el desarrollo del sistema Sonora-Sinaloa se concluye:

a) Para llevar a cabo una planeación integral de los recursos de un río es necesario:

i) Disponer de planos completos y analizar en conjunto, desde un punto de vista múltiple, todas las alternativas posibles, así como los beneficios que puedan obtenerse.

ii) Intensificar desde ahora la obtención de información topográfica, geológica e hidrológica sobre los ríos de los que no se tiene ninguna.

b) En el caso de control de avenidas, es necesario revisar los criterios seguidos en el proyecto de las obras de excedencias, teniendo en cuenta que la eficiencia de los vertederos controlados es siempre mayor, puesto que permite mayor flexibilidad en su operación.



# PROBLEMAS QUE PLANTEA EL DESARROLLO DE CENTRALES Y SISTEMAS ELÉCTRICOS

por Arturo Rodríguez Ulloa y otros \*

## Introducción

Los problemas expuestos a continuación se han tratado desde el punto de vista latinoamericano, caracterizado por requerimientos urgentes y financiamiento incompleto. De ello se sigue la obligación de obtener el máximo provecho de los recursos monetarios limitados y la eficiencia y rendimiento de cada instalación.

El criterio seguido en la selección del tipo y tamaño de las estaciones generadoras es aplicable, en términos generales, a todo el hemisferio occidental, con sus variantes y alternativas, debidos a la disponibilidad de combustible y de recursos hidráulicos de cada país en particular.

### 1. Tipo de estación generadora

El tipo de estación lo determina un estudio técnico-económico preparado por personal con vasta experiencia y criterio amplio, que desarrollará, promoverá y financiará el proyecto así concebido. La conveniencia, magnitud y detalles del mismo estarán determinados por el estudio inicial.

Para las *plantas térmicas* (vapor, diesel o turbinas a gas), los gastos fijos de operación (réditos o depreciación sobre la inversión) fluctúan entre el 10 por ciento y el 15 por ciento anual sobre la inversión total. En cualquier período el *costo total de operación* se descompone como sigue: gastos fijos, 40 por ciento; costo de producción, 60 por ciento (el costo del combustible llega a ser 45 por ciento del costo total de producción).

El costo total de operación es, pues, igual a los gastos fijos más el costo de producción. Este último es igual a costo de combustible, mantenimiento, mano de obra y gastos misceláneos.

Cuando se trata de *plantas hidráulicas* (incluyendo líneas de transmisión) el costo total de operación es muy variable, dependiendo de las características de cada instalación, pero en general puede descomponerse así: gastos fijos, 80 por ciento; costo de producción, 20 por ciento.

Es muy importante señalar la división de costos entre ambos tipos de plantas, pues si el costo de producción de una planta hidroeléctrica es muy bajo, el costo total de operación puede ser mayor que el de una planta térmica de capacidad semejante. Uno de los factores que eleva grandemente el costo de la energía hidroeléctrica es la escasez de agua durante buena par-

te del año, lo cual da con frecuencia un aprovechamiento inferior al 50 por ciento, como se ha notado en varias plantas hidroeléctricas de México.

Se citan estos casos para subrayar la necesidad de analizar detenidamente cada situación antes de determinar cuál tipo de planta es el más conveniente. En términos muy generales, los varios tipos de planta tendrán las siguientes aplicaciones:

a) Diesel: para demandas con máximo de 2 000 kW.

b) Vapor: para cualquier demanda mayor de 2 000 kW.

c) Turbina a gas: para demandas entre 1 000 y 25 000 kW, recomendable en sitios en que escasea el agua.

d) Hidráulicas: para cualquier demanda mayor de 1 000 kW, siempre que las condiciones hidrológicas y económicas lo permitan.

e) Combinaciones de los tipos anteriores.

### 2. Tamaño de la estación generadora

El tamaño de la estación estará determinado por un estudio de carga. Una vez determinado el tamaño óptimo debe considerarse un tamaño mayor si el costo incremental es pequeño en relación con el aumento de capacidad que cubrirá cargas imprevistas. Como ejemplo veamos los costos para instalar 3 000 y 5 000 kW. Son respectivamente 1.10 y 1.45 millones de dólares. Mientras el costo se incrementa en 32 por ciento, la capacidad aumenta en 66 por ciento.

Si bien en las estaciones aisladas es importante cuidar la capacidad firme (capacidad firme = capacidad instalada menos la unidad mayor), lo cual se logra instalando varias unidades de poca capacidad en vez de una grande, en cambio, en sistemas interconectados que tienen gran capacidad firme, es más económico instalar una sola unidad de gran capacidad. En efecto, una unidad de 66 000 kW costará 8.1 millones de dólares; dos unidades de 33 000 kW, 11 millones de dólares y cuatro de 16 500 kW, 14.0 millones. Es decir, el costo de instalación de cuatro unidades será 75 por ciento superior al de instalar una unidad grande. Además, el costo total de operación resultará 38 por ciento más alto con las 4 máquinas de 16 500 kW que con la de 66 000 kW. El ahorro considerable que da una unidad de 66 000 kW con relación a las 4 de 16 500 se debe a menor inversión, menores gastos de mano de obra, mantenimiento y mejor eficiencia. Así, en cada caso particular estudiado, se elegirá la estación que dé el mayor rendimiento económico.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.21.

Por ahora la aplicación de la energía atómica a la generación eléctrica es de dudosa ventaja, dados sus muy altos costos y su bajo aprovechamiento. En todos los casos será ventajoso seleccionar equipo *preferred standard* de fabricación normal y consiguientemente más barato.

### 3. Criterio económico de diseño y construcción de estaciones generadoras en zonas donde se proyectan instalaciones por primera vez

Los cambios principales en los últimos años se deben más que a la introducción de equipo revolucionario, a la aplicación de una mejor ingeniería. Es muy importante la introducción de equipo automático, tanto de control como de registro. Esto es muy útil en países poco industrializados, ya que reduce la demanda de personal especializado. Los fabricantes de equipo automático ofrecen cursos de entrenamiento para su conservación. El personal técnico y obrero latinoamericano ha mostrado gran capacidad para asimilar rápidamente el manejo y uso de este tipo de aparatos.

En el diseño de la estación generadora, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

a) Localización correcta de todos los elementos para su mejor operación, revisión y reparación.

b) Tuberías y conductores lo más cortos posible, para reducir costos de inversión, operación y mantenimiento.

c) Agrupación conveniente de equipos semejantes para evitar duplicación de operaciones.

d) Que cada diseño incluya la ingeniería más moderna y el uso de equipos más eficientes para el caso particular.

e) Localización correcta del edificio en todo sentido, incluyendo consideraciones sobre acceso, abasto, líneas de transmisión, etc. Prever expansiones futuras, evitar errores como limitar el área y no poder posteriormente hacer adiciones, lo cual ha llevado a tener dos y tres plantas en una misma localidad. Las condiciones topográficas deben ser correctas.

f) El edificio debe diseñarse de tal manera que se pueda hacer uso eficiente y fácil de todo el equipo, así como su reparación. En ningún caso predominarán consideraciones arquitectónicas sobre las funcionales. El número de columnas debe reducirse al mínimo. Se preferirá la estructura de acero a la de concreto por dificultar éste las modificaciones. El costo del edificio representa el 25 por ciento del costo de la planta, por lo cual sería erróneo hacer economías en este aspecto, que harían poco eficiente el uso del 75 por ciento restante de la inversión.

### 4. Ventajas y desventajas de la interconexión de sistemas

Un sistema eléctrico es el conjunto de máquinas, aparatos, instrumentos, redes de transmisión y distribución, destinados a la generación, transmisión y distri-

bución eléctrica. El sistema interconectado más sencillo es el que une dos sistemas aislados por medio de una línea de transmisión. La interconexión de sistemas tiene por objeto la obtención de mayor flexibilidad y estabilidad en la operación y suministro del servicio, y el mejor aprovechamiento de la capacidad, evitando la duplicación de instalaciones e inversiones.

Cuando se hace necesario aumentar la capacidad de un sistema aislado debe ser obvio que si el costo total (incluyendo cargos fijos) de la energía transmitida es mayor que el de la energía generada, debe preferirse la instalación de una unidad a la interconexión con otro sistema que tuviera capacidad disponible.

A continuación se muestran algunas *ventajas* de un sistema interconectado:

a) *Flexibilidad*. Consiste en el aprovechamiento máximo de los recursos, operando plantas hidroeléctricas y térmicas de tal manera que se obtenga la mayor economía en la operación del sistema.

b) *Mayor capacidad firme*. En un sistema interconectado, la capacidad firme llega con frecuencia al 90 por ciento de la capacidad.

c) *Menor capacidad instalada*. Debido a la diversidad de las demandas en tiempo y lugar, es posible satisfacer las necesidades del sistema con menor capacidad instalada que la que se necesitaría para satisfacer las necesidades de los distritos aislados que constituyen el sistema.

d) *Mayor estabilidad del servicio*. Mientras mayor sea el número de plantas interconectadas, menos probable será que la falla de una afecte seriamente al sistema, ya que casi siempre habrá reservas que aseguren la continuidad del servicio.

e) *Menores costos de operación*. Una planta aislada debe estar en condiciones de abastecer la demanda eléctrica de los consumidores en el área que sirve. Encontrándose la capacidad de la planta distribuida en varias unidades, debe estar en condiciones de abastecer la demanda máxima con la unidad mayor fuera de servicio. Cuando la interconexión de sistemas aislados no implica inversión desproporcionada, una unidad de reserva puede servir a varias plantas, evitando la duplicación.

f) *Mayores facilidades para la utilización*. Un sistema interconectado cubre un área muy grande y con mínimas inversiones pueden extenderse las redes para lograr la electrificación rural.

Como *desventajas* pueden citarse:

a) *Creación de oficinas centrales*. Estas oficinas deben contar con el personal necesario para controlar la parte contable; personal que se encargue de la programación de construcción, operación del sistema y despacho de carga; personal para atender el mantenimiento del equipo mecánico y eléctrico; departamento central de distribución, de líneas de transmisión, de medidores, legal, etc.

b) *Sistema de comunicaciones*. El sistema de intercomunicación es otra desventaja, ya que su operación y mantenimiento son relativamente costosos.

c) *Sistema de protección.* Con objeto de proteger debidamente los transformadores de fuerza, generadores y líneas, es necesario contar con un equipo de protección compuesto de interruptores, relevadores, fusibles desconectadores, etc., cuya adquisición y mantenimiento son de consideración.

d) *Mantenimiento de líneas de interconexión.* Esta desventaja se refiere al costo que implica tener en buenas condiciones las líneas de interconexión, para lo cual es necesaria la creación de campamentos a lo largo de las líneas, cuyo personal revisa periódicamente las redes de interconexión y transmisión y se encarga directamente de la reposición de aisladores y reparación de torres o postes.

e) *Líneas de interconexión.* El aspecto económico o costo de la línea es una desventaja. Las líneas de transmisión tienen un costo elevado por kilómetro y significan inversiones de mayor cuantía. En la actualidad se tiende a la interconexión de sistemas.

#### 5. Aspectos económicos de la combinación de estaciones térmicas (incluyendo la energía nuclear) con los diferentes tipos de centrales hidroeléctricas

La combinación de plantas hidroeléctricas con plantas térmicas en sistemas interconectados resulta muy beneficiosa, sobre todo en países con recursos hidráulicos escasos.

Generalmente, las plantas hidroeléctricas están lejos de los centros de consumo y requieren una gran inversión adicional en líneas de transmisión, que deberán ser de doble circuito para garantizar el servicio. Las plantas térmicas se construyen cerca de los centros de consumo, lo cual es muy ventajoso, ya que contarán con comunicaciones y medios de abastecimiento adecuados.

En los lugares en que no hay suficiente agua para operar una planta a vapor, es recomendable la instalación de turbinas a gas. Estas tienen menores costos de mantenimiento que las unidades diesel, pero su rendimiento económico es un poco más costoso que para una turbina de vapor equivalente. Están limitadas a una capacidad de 25 MW y son muy adecuadas para tomar carga de picos, ya que en períodos muy cortos pueden entrar en operación o salir. Hasta ahora, las plantas atómicas son esencialmente plantas a vapor y su aplicación comercial seguirá los perfeccionamientos de éstas. Solamente son utilizables en sistemas muy extensos en que puedan llevar la carga base, ya que no deben parar para aprovechar el proceso de fisión, que es continuo. Se espera que dentro de pocos años su costo se reduzca hasta ser comparable con el de plantas de vapor convencionales.

#### 6. Conclusiones

Los conceptos anteriores son de carácter general, sin referencia a un área específica, se supone, por lo tanto, que puedan ser de utilidad en cualquier país latinoamericano.

Tenemos problemas muy especiales que no se pueden resolver aplicando puntos de vista de países altamente industrializados. El desarrollo de la industria eléctrica se tiene que ajustar a nuestra situación económica y a nuestras necesidades sociales, que son de carácter muy especial y distintas a las de los países europeos y de América del Norte. Debemos hacer uso máximo de nuestros propios recursos materiales y luchar por el perfeccionamiento de nuestros técnicos en las ciencias relacionadas con la industria eléctrica. Esto nos dará la autonomía indispensable para poder planear, diseñar y construir de acuerdo con los requisitos de los respectivos países latinoamericanos.

## PROBLEMAS BÁSICOS DEL DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

por Antonio González Rivera \*

### 1. Características demográficas del mercado eléctrico mexicano

Para tener una opinión sobre las características demográficas del mercado eléctrico mexicano, es necesario tener en cuenta el resumen comparativo de los censos

de 1940 a 1950 de las localidades del país, que potencialmente constituyen el mercado de la industria eléctrica mexicana, refiriéndolo al resultado global del censo de 1960.

El resumen de referencia es el siguiente:

CLASIFICACIÓN DE LAS LOCALIDADES POR GRUPOS DE HABITANTES, 1940-60

Grupos de localidades por número de habitantes	1940		1950		1960	
	Número de localidades	Por ciento	Número de localidades	Por ciento	Número de localidades	Por ciento
1 a 100 . . . . .	75 673	71.9	57 412	63.3	39 151	51.5
101 a 500 . . . . .	22 894	21.7	24 825	27.4	26 756	35.2
501 a 2 500 . . . . .	5 918	5.6	7 356	8.1	8 794	11.5
2 501 y más . . . . .	700	0.6	1 010	1.1	1 320	1.8
<i>Total</i> . . . . .	<i>105 185</i>	<i>100.0</i>	<i>90 603</i>	<i>100.0</i>	<i>76 021</i>	<i>100.0</i>

Obsérvese que el número de localidades de 501 a 2 500 habitantes ha aumentado considerablemente en 1950, lo que revela reducción del movimiento de pulverización demográfica.

También se observa que en el decenio 1940-50 ha disminuido la proporción de localidades pequeñas y ha aumentado la de localidades rurales medianas y pequeñas. En suma, que el número de localidades rura-

les ha disminuido de 104 485 en 1940 a 89 595 en 1950, lo que significa una disminución de 14 892 localidades rurales en el decenio 1940-50; en cambio, las localidades urbanas han aumentado en 310.

Es importante asimismo comentar el fenómeno demográfico habido en los mismos grupos de localidades, referido al resultado global del censo de 1960, que se muestra a continuación.

Grupos de localidades por número de habitantes	1940		1950		1960 <sup>a</sup>	
	Número de habitantes	Por ciento	Número de habitantes	Por ciento	Número de habitantes	Por ciento
1 a 100 . . . . .	2 004 099	10.2	1 778 294	6.9	1 682 889	4.90
101 a 500 . . . . .	5 077 145	25.8	5 844 253	22.7	7 111 861	20.30
501 a 2 500 . . . . .	5 675 639	28.8	7 220 230	28.0	9 525 421	27.60
2 501 y más . . . . .	6 896 669	35.0	10 900 934	42.3	16 305 829	47.20
<i>Total</i> . . . . .	<i>19 653 552</i>	<i>100.0</i>	<i>25 743 711</i>	<i>100.0</i>	<i>34 626 100</i>	<i>100.0</i>

<sup>a</sup> Los datos parciales son estimados a base de las tendencias del sexenio anterior y sobre el número de habitantes publicado para el censo de 1960.

Las cifras anteriores ponen de manifiesto que es muy exiguo el mercado eléctrico mexicano, principalmente por el reducido ingreso de la población en general y por el gran número de poblados dispersos y de poca densidad demográfica, en los que habita una importante parte de la población total.

De los datos anteriores se interfiere que el 91 por ciento de las localidades de la República Mexicana

tenían menos de 500 habitantes (el 58 por ciento de la población habitaba en localidades de menos de 2 500 habitantes). Además de esta mínima densidad demográfica de la mayoría de las localidades del país, existe otro factor que dificulta todavía más el suministro de energía eléctrica en estas localidades. Tales localidades están diseminadas, aisladas unas de otras por distancias considerablemente grandes, y el establecimiento de pequeños sistemas rurales eléctricos para pro-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.24.

porcionar servicio a varias localidades resultaría muy costoso.

## 2. Tendencias demográficas del mercado eléctrico mexicano

De lo anterior se desprende que ha disminuido sensiblemente la proporción de los habitantes de las pequeñas localidades de 1 a 100 habitantes, lo que pone de manifiesto la reducción del movimiento de pulverización que tuvo lugar en el lapso 1900-40, motivado por las reacciones sociológicas contra el cacicazgo.

El fenómeno de detención del movimiento de pulverización señala el fenómeno contrario, de consolidación demográfica, sintomático de cierto progreso económico y social, y el cual se manifiesta en el arraigo de la población en localidades rurales medianas y pequeñas, con una incipiente forma de organización social. Además, la población rural del país representaba en 1940 el 65 por ciento del total reduciéndose en 1950 a 57.6 por ciento. Se espera que en 1960 haya disminuido a 53 por ciento.

El proceso de consolidación demográfica que se viene operando desde 1940, como lo indica la disminución de los porcentos de población que habita en las localidades de 1 a 100 habitantes y de 101 a 300, no sólo señala la detención del movimiento de dispersión, sino también la creciente tendencia a la concentración en medianos y grandes centros urbanos y a la redistribución de la población.

La consolidación demográfica observada indica la urgente necesidad de planear, jerarquizar y coordinar las fuerzas productivas de México, en los diferentes campos de su actividad económica, para que sea posible acelerar el aumento del ingreso nacional y corregir los acentuados y peligrosos desajustes en la distribución del ingreso.

Por lo que se refiere al aumento de la población durante el decenio 1950-60, que fue de 34.26 por ciento, se observa lo siguiente:

El aumento decreciente que tuvo lugar en las grandes zonas del país, fue:

Zona	Porcentaje de aumento
Pacífico Norte . . . . .	48.39
Centro . . . . .	36.28
Golfo . . . . .	31.96
Norte . . . . .	31.59
Pacífico Sur . . . . .	26.12

Las entidades de mayor crecimiento confrontan el problema de dar ocupación a la fuerza de trabajo que crece rápidamente a causa de las migraciones internas.

En las entidades de menor crecimiento, como Tlaxcala, Puebla, Zacatecas, Durango, Yucatán, Oaxaca e Hidalgo, se presenta el problema de las migraciones hacia otras entidades de mayores recursos o desarrollo económico.

Por otra parte, la población del Distrito Federal

que era de 8.9 por ciento del total del país en 1940, subió a 11.8 por ciento en 1950 y a 13.96 por ciento en 1960, lo que significa que continúa la desmesurada concentración de población en el Distrito Federal.

El número de entidades con más de un millón de habitantes pasó de 8 en 1950 a 14 en 1960.

## 3. Clasificación y localización de zonas

Como base para la clasificación de las localidades de la República Mexicana no electrificadas, se consideró el número de habitantes, estableciendo tres categorías: Clase A, con 5 001 en adelante; Clase B, con 3 001 a 5 000 habitantes; Clase C, con 1 001 a 3 000 habitantes. Sobre la misma base se clasificaron las localidades que actualmente están electrificadas por pequeñas empresas privadas, aunque sea en forma insuficiente. A este efecto se aceptó el índice sumamente reducido de 40 vatios por habitante, de donde resulta que la capacidad necesaria estimada para 1960 viene a ser aproximadamente 75 000 kW.

Hasta 1956, el número de pequeñas y medianas empresas era de 514, las cuales proporcionaban servicio eléctrico en otras tantas localidades. En 1960, debido a la política de electrificación realizada por la Comisión Federal de Electricidad, el número de pequeñas y medianas empresas eléctricas privadas se redujo a 374, el ser adquiridas por la Comisión Federal de Electricidad, 140 pequeñas y medianas empresas.

El panorama antes descrito reclama una política debidamente planeada de redistribución de la población rural en las diferentes zonas rurales del país, con el fin de continuar el proceso de disminución relativa de la población rural, dentro de límites apropiados al desarrollo económico de México, en el que la mayor parte de sus habitantes seguirán, por muchos años, siendo agricultores y ganaderos.

Por las razones señaladas, el problema de las zonas rurales no deja de ser crítico, aun cuando se reconoce un alivio muy patente.

Del hecho de que estas localidades en su mayoría hayan sido capaces de sostener un incipiente servicio eléctrico, se infiere que corresponden a grupos demográficos con una organización social y económica más avanzada que la de otras localidades.

Por ello, se las consideró como básicas en la localización de las zonas por electrificar en primer término.

Para esta localización, se ubicaron en un atlas geográfico por estados tanto las poblaciones electrificadas como las no electrificadas, con el fin de trazar círculos, con centro en la población electrificada más importante, de radios que variaron entre 5, 15 y 40 km, teniendo en cuenta que una buena técnica de distribución de energía eléctrica aconseja considerar tensiones de distribución de 2 300, 13 000 y 33 000 voltios, respectivamente, para las distancias representadas por los radios de los círculos que limitarán las zonas. Aunque para los fines del presente estudio es aceptable el criterio anterior, cuando se trate de proyectos específi-

Radio de la Zona (Km)	Número de habitantes/km <sup>2</sup>		
	Electrificable 1º	Electrificable 2º	Electrificable 3º
15 . . . . .	41 en adelante	12 a 40	menos de 12
40 . . . . .	10 en adelante	6 a 9	menos de 6

Radio de la Zona (Km)	Número de habitantes por zona		
	Electrificable 1º	Electrificable 2º	Electrificable 3º
15 . . . . .	25 000 en adelante	9 000 a 25 000	menos de 9 000
40 . . . . .	45 000 en adelante	30 000 a 45 000	menos de 30 000

Radio de la Zona (Km)	kW por km de radio (40 vatios por habitante)		
	Electrificable 1º	Electrificable 2º	Electrificable 3º
15 . . . . .	61 en adelante	23 a 60	menos de 23
40 . . . . .	51 en adelante	23 a 50	menos de 23

cos habrá que proceder según las normas relativas a cada caso.

Con los antecedentes mencionados —número de habitantes por kilómetro cuadrado, número de habitantes por zona y kW por km de radio de zona— se clasificaron las distintas zonas en electrificables en primer término, en segundo y en tercer término, como se muestra en el cuadro anterior.

Las bases del criterio expresado consideran la composición demográfica de las localidades (número de habitantes por zona), su distribución geográfica (tomando en consideración la capacidad instalada y la limitación de la extensión de la zona por el radio de ésta) y la consolidación demográfica observada en 1940-60, que, según se dijo, revela un cierto progreso económico.

Existe un buen número de zonas que se pueden considerar dentro de los grandes sistemas o influenciadas por éstos. Se debe aclarar, por otra parte, que las capacidades propuestas de las plantas para las zonas, fuera de los sistemas grandes, no es menor de 225 kW. La capacidad correspondiente fue determinada sobre la base mínima de 40 vatios por habitante. Sin embargo, existen zonas que, debido a la baja densidad demográfica, son electrificables en tercer término, a pesar de que la capacidad necesaria de planta sea superior a la de 225 kW, considerada como mínima.

No existe gran número de sistemas interconectados cuya influencia física, técnica y económica sea decisiva para considerar dentro de dichos sistemas las zonas seleccionadas.

Dentro de las zonas seleccionadas para electrificar en primer término hay plantas aisladas de pequeña capacidad, operadas por la Comisión Federal de Electricidad, de 50, 100 y 150 kW, lo que ocasiona las mismas condiciones desventajosas de origen, es decir, que en estos casos ese mismo hecho se refleja desfavorablemente sobre las condiciones fundamentales de generación y distribución de energía para las pequeñas y aisladas localidades, donde por su incipiencia, el ser-

vicio eléctrico tiene que hacerse con desaprovechamiento de recursos en plantas de baja eficiencia y con un mercado de bajo factor de carga, que ocasiona altos costos en la operación.

En otras palabras, los grandes diferenciales entre costo y precio correspondientes a plantas grandes más eficientes y las plantas pequeñas locales, obligadas por la fase del desarrollo de la industria eléctrica, imponen obstáculos al propio consumo de esas localidades.

Sin embargo, el problema más grave es el que corresponde al hecho de que en la República Mexicana existen aproximadamente 70 000 localidades con menos de 1 000 habitantes, con un total estimado de 16 millones de habitantes, lo que en 1960 representaba el 46 por ciento de la población total. Con el tiempo, cabe esperar que esos núcleos de población ascenderán a la categoría de localidades con más de 1 000 habitantes.

La electrificación económica de las localidades electrificables dependerá en primer término de los factores básicos siguientes:

a) Que en las zonas de influencia de los grandes sistemas actuales, se haga invariablemente a base de líneas de transmisión, para ir desarrollando los sistemas interconectados, que por hoy son grandes sistemas locales.

b) Que las zonas aisladas electrificables se electrifiquen a base de plantas desarmables móviles con casas de máquinas de estructura de fierro y cubiertas de materiales ligeros, sin partes de mampostería, con instalaciones de agua superficiales y las indispensables instalaciones sanitarias, sin aditamentos superfluos, para una vida útil no mayor de cinco años, tiempo en el que se comenzaría a disponer de los sistemas regionales interconectados. Por tal razón, estas instalaciones se tendrán que enviar a otras regiones.

c) Que, en general, el número y la capacidad de las unidades que se instalen no sea menor de 75 kW y en número de tres, para estar en aptitud de proporcionar un servicio continuo y eficiente, sobre la base

operaciones de la Comisión estaban limitadas a las zonas suburbanas y rurales de Trinidad y Tabago, ya que las dos zonas urbanas contaban con empresas eléctricas, aparte de que recibían suministro en bloque de la Comisión. A raíz de la unificación total de las empresas de electricidad de la isla en 1961, una nueva evaluación fijó la medida en 23 por ciento. Para tomar en cuenta la circunstancia de que un servicio público de electricidad siempre aumenta el ritmo de desarrollo de una zona, en lugar de evaluar el ingreso inmediato, se hace un pronóstico del ingreso previsto de un período de cinco años. Esto significa, por supuesto, que en los primeros años de la ampliación la explotación se desenvuelve con una pérdida que ha de ser soportada por el grueso de los consumidores existentes y las ampliaciones para la industria que normalmente producen un ingreso bastante superior al mínimo.

Si un posible consumidor, o grupo de consumidores, no puede ser servido dentro de la base de 23 por ciento, puede hacer una aportación de capital no reembolsable calculada de manera que el ingreso previsto de un período de cinco años corresponda al 23 por ciento del gasto de capital que la Autoridad suministradora tenga que sufragar. Las negociaciones en torno a las aportaciones de capital de propiedades agrícolas o empresas industriales, para cuyo abastecimiento se necesite hacer llegar la electricidad hasta lugares distantes de las líneas de transmisión existentes, nunca han presentado grandes dificultades, siempre que el gasto de capital requerido no exceda del costo que para el consumidor de que se trate representaría la instalación de una planta generadora propia. Es indispensable que, en las negociaciones de este tipo, quede claramente de manifiesto que todos los consumidores y grupos de consumidores reciben un trato parejo y también deberá tenerse el cuidado de que la política establecida no varíe.

Al resolver cuál es la ampliación que debe ejecutarse, de entre un grupo de ampliaciones económicas, siempre se ha de dar la primera preferencia a aquellas que llevarán la electricidad a industrias o empresas agrícolas nuevas destinadas a aumentar la productividad de Trinidad y que, en la imposibilidad de seguir esperando, se verían obligadas a instalar centrales generadoras propias con detrimento general del servicio público de electricidad.

Para llevar a cabo la política de conectar a la red con la mayor rapidez posible el mayor número posible de consumidores, con los limitados recursos disponibles de personal técnico y capital, aquellas ampliaciones han de ejecutarse primero en donde el ingreso porcentual de las mismas dé el máximo rédito en relación al gasto de capital. Es una manera distinta de expresar que el servicio de electricidad ha de llevarse a aquellas zonas en donde determinada longitud de

línea lo haga llegar al mayor número de consumidores.

En 1958 había aproximadamente 67 000 viviendas en el sur de Trinidad, sin tomar en cuenta las de la ciudad de San Fernando. De la mencionada cantidad de viviendas, 17 700 estaban conectadas a la red y a lo largo del trayecto de las líneas de transmisión había 15 500 que no habían solicitado conexión. En esta forma, de 33 800 viviendas que quedaban fuera del trayecto de las líneas de transmisión, 2 500 recibían servicio eléctrico de los sistemas de las compañías petroleras o azucareras y 31 300 carecían de electricidad. Se pronostica que a fines de 1962 habrá unas 72 000 viviendas, 27 600 de las cuales estarán conectadas a la red, 20 000 situadas en el trayecto de las líneas de transmisión no estarán conectadas y 21 900 quedarán lejos de las líneas de transmisión existentes. El sentir general es que en la mayor parte de los países algunas de las viviendas estarán en lo profundo de la selva o en lo alto de las montañas y en ningún caso cerca del servicio público de electricidad. Se estima que el ingreso procedente de los consumidores residenciales conectables, juntamente con el mayor ingreso previsto de parte de la industria petrolera para cuando las pequeñas centrales de energía existentes lleguen al término de su vida económica, así como el mayor consumo agrícola e industrial, habrán de ser de tal naturaleza que el proyecto entero pueda terminarse sin necesidad de subvenciones, siempre que su ejecución se desarrolle en forma ordenada.

Es evidentemente imposible para cualquier país proporcionar servicio eléctrico simultáneamente en toda la extensión de su zona rural, lo que hace indispensable tener un plan ordenado de desarrollo por etapas que sea lo suficientemente flexible como para no obstruir el desarrollo agrícola o industrial. Sin embargo, la verdad es, por desgracia, que ningún plan, por bien concebido que esté, será recibido favorablemente por posibles consumidores que tengan que esperar cuatro o cinco años para tener servicio eléctrico, pero su natural impaciencia puede reducirse a un mínimo mediante una acertada labor de relaciones públicas y haciéndoles ver que el plan general se desarrolla en forma de dar suministro a todo el país con la mayor prontitud posible. Esto significa que será necesario que la Autoridad de suministro no ceda a la presión de camarillas locales y más bien busque el apoyo de los representantes elegidos del pueblo para que se mantenga el desarrollo ordenado planeado como método de alcanzar la electrificación total en el plazo más breve posible. También es importante que se explique a la población de las comunidades rurales que el desarrollo de los sectores urbano e industrial de la zona, al aumentar la escala de las operaciones de la Autoridad, rebaja el costo unitario de la producción y hace una aportación material a la economía y al ritmo de desarrollo de las zonas rurales.

## LA ELECTRIFICACIÓN RURAL DESDE EL PUNTO DE VISTA COMERCIAL

por *Kenneth W. Finch* \*

Durante los últimos años, los servicios de electricidad se han extendido con rápido ritmo a las zonas rurales de la Isla de Trinidad, que tiene una superficie de 1 864 millas cuadradas y está situada frente a la costa venezolana, a 10° de latitud norte. Las notas de más adelante explican la política de extensión de los servicios de electricidad al medio rural por la Comisión de Electricidad de Trinidad y Tabago, organismo que explota el suministro de electricidad en el país. Esta política ha logrado estos rápidos resultados y se cuenta con que, dentro de los próximos diez años, pondrá la electricidad al alcance del 95 por ciento de las viviendas de Trinidad sin necesidad de subsidios.

En 1958 se emprendió una encuesta en dos de las zonas agrícolas más pobres que aún no disponen de servicios de electricidad. Esto se hizo para determinar lo que actualmente se gasta en dichas zonas por concepto de alumbrado, planchado, guisado y radio. Se pudo observar que el aceite de brea era el medio de iluminación casi universal. El planchado, cuando se hacía, cosa no muy frecuente, se ejecutaba calentando las planchas en fuego de leña o de carbón de leña. El combustible de uso común para guisar era la leña. Se estableció que el gasto medio que las dueñas de casa hacían en estos elementos era de 46 dólares anuales en un sector y 55 dólares al año en otro. No se consideró el trabajo de recolectar leña. La Comisión tiene en funcionamiento un plan de instalaciones subvencionadas para los consumidores residenciales pertenecientes al grupo de ingreso bajo. Un estudio anterior de los poblados existentes a lo largo del trayecto de las líneas de transmisión y que no estaban conectados a la red puso de manifiesto la necesidad de esto. La encuesta de 1958 demuestra que aun en estas zonas pobres los posibles consumidores podrían satisfacer el costo de sus instalaciones en un plazo de tres años, pagar su consumo de electricidad a las tarifas vigentes, mejorar enormemente su nivel de bienestar y comodidad y ahorrar dinero que se podría utilizar para pagar durante cierto número de años, sin aumentar sus gastos actuales, una aportación de capital a una ampliación que sería de otro modo antieconómica.

Durante muchos años, la Comisión de Electricidad ha estado desarrollando y estimulando el empleo en la agricultura de las aplicaciones de la electricidad. Como resultado de esto, la electricidad se usa en creciente medida en el secado del cacao y del café. También se usa la electricidad progresivamente en los aserraderos y establecimientos descascaradores de arroz.

La industria azucarera genera energía eléctrica propia para sus ingenios usando como combustible el bagazo, que es el residuo deshidratado de la extracción del azúcar de la caña, pero se puede utilizar solamente durante los seis meses de la estación de la zafra. Durante el resto del año y en sus diversos establecimientos situados en lugares apartados, así como en sus amplios proyectos de avenamiento, las compañías usan los servicios públicos de electricidad. Hay también una gran demanda potencial de electricidad para el riego y las explotaciones hortícolas. En su conjunto, esta actividad de promoción contribuye al autofinanciamiento de las ampliaciones rurales.

La industria del petróleo es la mayor de Trinidad. En las primeras etapas de la industria, las compañías petroleras no tenían más alternativa que establecer centrales de energía propias, ya que fuera de Puerto España, capital de la Isla, no se podía contar con servicio público de electricidad. La industria emplea progresivamente el servicio público de electricidad en puntos que están muy dispersos en las zonas agrícolas y forestales de la región meridional de Trinidad. El ingreso creciente que experimenta esta industria será un importante factor que justificará ulteriores ampliaciones rurales en estas zonas.

El gobierno está estimulando activamente las industrias secundarias, y una buena planificación gubernativa las alienta a instalarse en multitud de distritos diferentes, proporcionando por ello una carga de base que facilita la extensión económica del servicio eléctrico a las zonas adyacentes.

Se necesita cierto método para evaluar si el mayor ingreso que resultaría de cualesquiera ampliaciones, rurales o de otro carácter, bastaría para justificar los costos de capital necesarios para ejecutarlas. Para hacer esto con exactitud se necesitaría saber la cantidad de electricidad que se vendería, así como el factor de carga al cual se harían las ventas y la forma en que la hora de máxima demanda de la extensión encuadraría dentro de la curva de máxima demanda del sistema. Costaría muy caro calcularlo con exactitud, de modo que es necesario elaborar una evaluación digna de confianza. Los parámetros más fáciles de establecer son los costos de capital de las ampliaciones y el ingreso que se estima que producirán. Se ha llegado a la conclusión de que una cifra equivalente al 27 por ciento puede acercarse a la realidad. Esta medida empírica es razonablemente independiente de la utilidad, del nivel del costo o de los tipos de interés y compara las extensiones rurales y urbanas sobre una base de igualdad. Cuando se elaboró esta medida las

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.12.



de proyectos estandarizados, a fin de eliminar los costos de proyecto y diseño y disminuir al mínimo los costos de instalación.

Las redes de distribución deben diseñarse para utilizar, en los casos que ello proceda, la tensión de generación, eliminando así la subestación de transformación.

Deben utilizarse materiales con mínimas especificaciones de calidad, principalmente en postes, herrajes y aisladores, y estudiar la conveniencia económica de eliminar los postes, instalando los conductores en los aleros de las casas.

#### 4. Conclusiones

Los problemas que plantea el desarrollo de centrales y sistemas eléctricos son:

*a)* Mínima densidad demográfica de un gran número de localidades del país, muy diseminadas, por las distancias que las separan.

*b)* Las condiciones actuales de la distribución del

ingreso nacional, el cual disminuyó para los asalariados agrícolas y no agrícolas.

Los criterios económicos para la selección y desarrollo de centrales y sistemas eléctricos deben ser:

*a)* Localización de zonas con mínimas desventajas de baja densidad demográfica y alejamiento.

*b)* Las zonas dentro de los grandes sistemas eléctricos o interconectados o influenciados por éstos, deberán electrificarse sólo a base de líneas cortas de transmisión de 5, 10, 15 y no más de 40 km.

*c)* Las zonas fuera de los grandes sistemas eléctricos locales o interconectados, deberán electrificarse a base de plantas locales, líneas de transmisión y redes de diseño estandarizado, con especificaciones mínimas, que garanticen la eficiencia y continuidad de los servicios eléctricos.

*d)* Las instalaciones de generación, deben hacerse con la mentalidad de que corresponden a una fase intermedia de la electrificación del país, que esperamos no dure más de 10 años; por lo tanto, éstas no deben proyectarse tampoco para más tiempo.

## LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON TURBINAS A GAS Y TURBINAS A VAPOR

por Hugo R. Giavi \*

### Introducción

Durante los últimos años se ha realizado un trabajo muy intenso, tanto en América del Norte como en el continente europeo, para obtener la puesta a punto de ciclos térmicos que emplean gas como elemento intermedio; y firmas tan acreditadas como General Electric, Westinghouse, Brown Boveri Stal, Esher Wyss y Fiat, han comenzado a producir unidades perfectamente adaptadas a la producción de energía eléctrica, con potencias de entre 10 y 40 MW.

#### 1. Los factores que intervienen en la comparación

Las posibilidades de empleo de este nuevo tipo de centrales depende de una serie de factores variables para cada caso particular y que deben tomarse en consideración uno a uno, antes de pronunciarse por una solución determinada.

Dichos factores son: *a)* rendimiento neto de la central; *b)* horas de utilización y disponibilidad de las unidades; *c)* costo del combustible; *d)* valor del dinero y carga anual, sobre el costo inicial; *e)* costo inicial por kW instalado; *f)* tipo de combustible a emplear; *g)* posibilidades de obtención de agua de enfriamiento; *h)* ubicación de la central, e *i)* facilidades para la entrada y salida de servicio.

##### a) Rendimiento neto de la central

Los rendimientos con turbina a vapor son de un orden superior a los rendimientos con turbina a gas, y así, de rendimientos del 35 por ciento, que es posible obtener con turbinas a vapor, y de condiciones iniciales a 165 atmósferas de 590° a 560° C, se pasa a rendimientos con turbinas a gas, en ciclo abierto con regenerador, del 32 por ciento (Central de Beznau) y a rendimientos del 20 al 25 por ciento en instalaciones con ciclo abierto y sin regenerador.

##### b) Horas de utilización y disponibilidad de las unidades

Las turbinas a vapor están altamente capacitadas para un funcionamiento continuo y cuentan con un alto coeficiente de disponibilidad.

Una situación diferente se presenta con la turbina a gas, ya que, por el momento, sólo está demostrado que puede actuar con un grado conveniente de seguridad en un servicio de picos de corta duración; además, debe tomarse en cuenta una puesta fuera de ser-

vicio para los efectos de efectuar limpiezas o renovaciones de algunos elementos de corta duración, mucho más frecuente que la que corresponde a las turbinas a vapor.

Los demás rubros que intervienen en la comparación, para valores del factor de utilización comprendidos entre 0.1 y 0.8, se detallan en las planillas respectivas.

Finalmente, en el gráfico de la página siguiente se ilustra el costo total por kWh, donde puede observarse:

*i)* que para valores de la carga anual sobre el costo inicial equivalente al 6 por ciento, la turbina a vapor presenta ventajas, aun con un factor de utilización igual a 0.1;

*ii)* que para un valor de la carga anual sobre el costo inicial equivalente al 12 por ciento, la turbina a gas tiene ventajas si el factor de utilización es inferior a 0.15; y

*iii)* que para un valor de la carga anual sobre el costo inicial equivalente al 18 por ciento, la turbina a gas presenta la ventaja de alcanzar valores del factor de utilización próximos a 0.2.

##### c) Costo de combustible

Valores elevados del combustible favorecen la instalación de unidades de alto rendimiento, ya sean turbinas a gas o a vapor.

En el Uruguay, el costo del combustible resulta relativamente elevado y puede estimarse en 2.5 dólares por millón de calorías.

##### d) Valor del dinero y carga anual sobre el costo inicial

Es este uno de los rubros fundamentales, para la comparación de las turbinas a gas con las turbinas a vapor.

El valor del dinero depende de la situación financiera del país y de las tendencias de la política económica general.

Este rubro toma en consideración los intereses, amortizaciones, impuestos y seguros, y alcanza en el Uruguay un valor próximo al 12 por ciento.

##### e) Costo inicial

Los costos iniciales varían, en centrales con turbinas a vapor, en función de las condiciones de temperatura y presión del vapor, del tamaño de las unidades y procedencia de la instalación.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.31.

Para este estudio adoptaremos un valor medio.

Los costos iniciales de turbinas a gas, con circuito abierto, y para una potencia de 25 MW, serían, de acuerdo con datos publicados por Brown-Boveri, de 380 francos suizos por kW para un consumo de calor por kWh, referido a la potencia calorífica inferior, de 3 300. Tomaremos valores superiores que estimamos probables para unidades de 20 MW.

f) *Tipo de combustible a emplear*

Las centrales con turbinas a vapor están en condiciones de quemar combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, mientras que las centrales con turbinas a gas pueden usar solamente combustibles líquidos o gaseosos. Los combustibles líquidos deben cumplir, además, requisitos especiales en lo relativo al contenido en cenizas y análisis de las mismas.

El contenido en pentóxido de vanadio y en sulfatos alcalinos, así como el grado de solubilidad de las cenizas, resultan factores primordiales para determinar la conveniencia o no de utilizar combustibles líquidos en las turbinas a gas.

En los Estados Unidos, se ha desarrollado una técnica consistente en el lavado, centrifugado y corrección del combustible mediante aditivos, mientras que, en Europa, la firma B.B.C. utiliza el método consistente en el agregado de aditivos al combustible y el lavado de la turbina a gas.

g) *Posibilidad de obtención de agua de enfriamiento*

Las centrales con turbinas a vapor requieren no solamente un mayor espacio, sino que, tal como vimos anteriormente, necesitan una gran cantidad de agua de enfriamiento, lo cual condiciona la ubicación de las centrales a su proximidad al mar o a los ríos. A veces se recurre a las torres de enfriamiento; pero esta solución representa un considerable aumento de los gastos.

Las centrales con turbinas a gas tienen una mayor flexibilidad y es posible instalarlas en lugares próximos a los centros de consumo, lo que no solamente representa una gran ventaja económica (ahorro en la transmisión de energía) sino que facilita su funcionamiento como generadores de energía reactiva, función para la cual se encuentran particularmente adaptadas.

h) *Facilidades para la entrada y salida de servicio*

Aun cuando las centrales con turbinas a vapor modernas se construyen con equipos especiales, que les permiten el trabajo en dos turnos, es indudable que los frecuentes arranques no resultan muy convenientes en las unidades de alta presión y temperatura, aumentan los gastos de ejercicio y reducen la duración de las unidades.

Las unidades con turbinas a gas, en cambio, están especialmente adaptadas para el arranque y parada rá-

pida, obteniéndose la plena carga en 10 minutos, con un consumo extra de combustible por concepto de arranque muy reducido.

2. *El costo de producción por kWh con turbinas a vapor y con turbinas a gas*

Los rubros fundamentales que intervienen en la determinación del costo del kWh son los siguientes:

- a) Carga anual sobre costo inicial;
- b) Combustibles;
- c) Mantenimiento;
- d) Personal;
- e) Lubricantes y agua de enfriamiento.

Analicemos el costo comparativo entre una central de 150 MW con una unidad a vapor de 160 atmósferas de 560° a 540° C y una turbina a gas, de 25 MW con rendimiento de 2 400 y 4 000 cal/kWh, respectivamente, con un costo de combustible de 2.5 dólares por millón de calorías, referido al poder calorífico inferior.

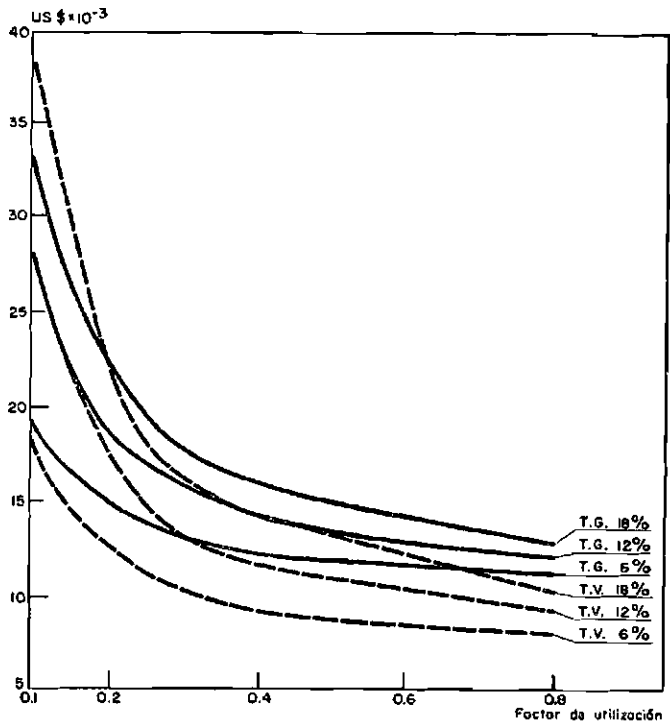
El costo inicial de la instalación a vapor puede estimarse en 150 dólares por kilovatio, mientras que la turbina a gas, incluidos los costos por obras de ingeniería civil, o sea, en igualdad de condiciones con la turbina a vapor, alcanzaría solamente a 110 dólares por kilovatio.

La carga anual sobre el costo inicial se ha calcula-

COSTO POR KWH

ESCALA NATURAL

Costo del combustible: 2.5 dólares por 1 millón de kWh.  
 Costo inicial de la turbina a gas: 110 dólares por kWh.  
 Costo inicial de la turbina a vapor: 150 dólares por kW.  
 Costo o carga anual sobre el capital inicial: 6, 12 y 18 por ciento.



**Cuadro 1**  
**COSTO DEL KWH CON TURBINAS A VAPOR**  
*(Milésimos de dólar)*

<i>Costo fijo</i>	<i>6 por ciento</i>					<i>12 por ciento</i>					<i>18 por ciento</i>					
	<i>Factor de utilización</i>	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8
<i>Rubro</i>																
1 . . . . .	10.24	5.12	2.56	1.92	1.28	20.48	10.24	5.12	3.844	2.57	30.72	15.36	7.68	5.766	3.855	
2 . . . . .	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	
3 . . . . .	1.12	0.56	0.28	0.21	0.14	1.12	0.56	0.28	0.21	0.14	1.12	0.56	0.28	0.21	0.14	
4 . . . . .	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	
5 . . . . .	0.30	0.30	0.3	0.3	0.3	0.30	0.3	0.30	0.3	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	
<i>Total. . . . .</i>	<i>18.38</i>	<i>12.34</i>	<i>9.32</i>	<i>8.567</i>	<i>7.815</i>	<i>28.62</i>	<i>17.46</i>	<i>11.88</i>	<i>10.489</i>	<i>9.10</i>	<i>38.86</i>	<i>22.58</i>	<i>14.44</i>	<i>12.411</i>	<i>10.385</i>	

**Cuadro 2**  
**COSTO DEL KWH CON TURBINAS A GAS**  
*(Milésimos de dólar)*

<i>Costo fijo</i>	<i>6 por ciento</i>					<i>12 por ciento</i>					<i>18 por ciento</i>					
	<i>Factor de utilización</i>	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8
<i>Rubro</i>																
1 . . . . .	7.536	3.768	1.884	1.413	0.942	15.072	7.536	3.768	2.826	1.884	22.608	11.304	5.652	4.239	2.826	
2 . . . . .	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	
3 . . . . .	1.12	0.56	0.28	0.21	1.40	1.12	0.56	0.28	0.210	0.14	1.12	0.56	0.28	0.21	0.14	
4 . . . . .	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	0.72	0.36	0.18	0.135	0.09	
5 . . . . .	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
<i>Total. . . . .</i>	<i>19.476</i>	<i>14.788</i>	<i>12.444</i>	<i>11.858</i>	<i>11.272</i>	<i>27.012</i>	<i>18.556</i>	<i>14.328</i>	<i>13.271</i>	<i>12.214</i>	<i>34.548</i>	<i>22.324</i>	<i>16.212</i>	<i>14.684</i>	<i>13.156</i>	

do para tres casos, que representan el 6, 12 y 18 por ciento del costo inicial. (Véanse el gráfico y los cuadros 1 y 2.)

Como observaciones finales debe destacarse que, del mismo modo que para los efectos del presente estudio influyen fuertemente el valor del factor de utilización y el de la carga anual sobre el costo inicial, este estudio deberá ser repetido en cada caso particular, una vez que se cuente con valores garantizados para el costo inicial de las diversas instalaciones, puesto que este factor puede influir decisivamente sobre el resultado de la comparación.

En este estudio no se han tomado en cuenta las ventajas adicionales que presentan las turbinas a gas como unidades de reserva. Dichas ventajas se ilustran en un estudio separado denominado "El costo de la reserva de potencia térmica en el sistema mixto de Montevideo-Río Negro".

### 3. La experiencia en la generación de energía eléctrica con turbinas a gas

Las compañías productoras de energía eléctrica presienten la existencia de un mercado cada vez más amplio para la utilización de la turbina a gas, en razón de las ventajas para el suministro de potencia de reserva, energía activa en los picos del diagrama de carga y flexibilidad para la generación de energía reactiva, problemas que se presentan con intensidad máxima en los sistemas de generación mixta, térmica e hidroeléctrica.

Las características técnicas de las unidades se encuentran en rápida evolución, destacándose una marcada tendencia a construir unidades cada vez más grandes, con el objeto de reducir el costo por kW, factor de máxima importancia en este tipo de unidad.

Hasta la fecha, dos fabricantes, Brown Boveri y General Electric, construyen unidades del orden de 20 MW. Stal, de Suecia, puso en funcionamiento durante el transcurso del año 1960 una unidad de 40 MW, destinada al servicio de reserva y de generación en los picos del diagrama de carga, y en un sistema donde predomina la generación hidroeléctrica.

Brown Boveri, General Electric y otros fabricantes, han acumulado una vasta experiencia en materia de turbinas a gas destinadas a la generación de energía eléctrica. En los últimos diez años (desde 1949) se ha instalado en América Latina una potencia superior a 250 000 kW en turbinas a gas (de la que el 75 por ciento corresponde a Brown Boveri y el 25 por ciento a General Electric), sobre el total instalado por estas dos compañías en todo el mundo, superior a 1.4 millones de kW. El combustible usado es principalmente gas natural y, en segundo término, los derivados del petróleo.

En la actualidad existen más de 20 unidades de capacidad superior a 20 MW en los Estados Unidos y el Canadá. La British Columbia Electric Company Ltda. recientemente ha puesto en funcionamiento una central equipada con cuatro unidades enteramente automáticas y con control remoto, de 25 MW, en Port Mann, destinada a:

- 1) Incrementar la potencia de garantía del sistema hidroeléctrico, en períodos de sequía;
- 2) Suministrar potencia de pico en los casos de aumentos de carga rápidos e inesperados;
- 3) Suministrar potencia de reserva en los casos de salidas forzadas de las unidades, y
- 4) Suministrar potencia de emergencia, en los casos de catástrofes que afecten a las usinas generadoras o las líneas de transmisión.

En igual forma, han aparecido publicaciones relativas a los costos de primera instalación y de operación. (Véanse los cuadros 3, 4, 5 y 6.)

La experiencia obtenida es demostrativa de las ventajas que, en costo inicial y de operación, es posible obtener con la turbina a gas, cuando la generación de energía se limita a una zona de características especiales, favorables a este nuevo tipo de unidad.

Las condiciones de seguridad y disponibilidad de las unidades fabricadas por General Electric han sido publicadas por dicha compañía, en un A.S.M.E. Paper 58-GTP-18 (GER-1488), estableciendo que la experiencia en un grupo de 26 unidades de 5 MW y menores, durante cinco años en servicio de base, ha demostrado que:

$$\frac{\text{Horas instaladas} - \text{Horas fuera de servicio por salidas forzadas y mantenimiento}}{\text{Horas instaladas}} = 0.98$$

$$\frac{\text{Horas instaladas} - \text{Horas fuera de servicio por salidas forzadas}}{\text{Horas instaladas}} = 0.99$$

Los inconvenientes producidos por el ruido en el exterior y el interior han sido atenuados, obteniéndose ruidos en el interior del mismo nivel que el que corresponde a una sala de calderas y pudiéndose reducir el ruido exterior, mediante el uso de silenciadores apropiados, a un valor de 65 decibel, equivalente al ruido del tránsito (valor especificado en el A.S.M.E. Paper 60-GPT por O. H. Pfersdorff).

Los problemas en las turbinas a gas radican sobre todo en los puntos sujetos a las máximas temperaturas y a la acción corrosiva del combustible, es decir, en la cámara de combustión, el quemador y los primeros empaletados de la turbina.

Temperaturas excesivas se han encontrado en los cojinetes, especialmente en los de empuje y han sido motivo de algunos accidentes.

Cuadro 3

## INVERSIÓN EN INSTALACIONES Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN EN UNA TURBINA A GAS

Capacidad de la central (kW) . . . . .	5 000	6 200	6 200/10 000	10 000	10 000	2 un. 16 500 c/u	2 un. 20 000 c/u
Servicio . . . . .	Carga de base	Industrial	Carga de base	Sobrecarga	En central a vapor	Sobrecarga	Sobrecarga
Ubicación . . . . .	Texas	Canadá	Canadá	Perú	Canadá	Florida	Canadá
<i>Inversión en instalaciones (dólares)</i>							
Terrenos . . . . .	0	3 000	3 000	4 300	0	10 000	0
Edificios y mejoras . . . . .	53 700	181 000	163 000	71 500	397 000	405 000	875 800
Generador de turbina a gas . . . . .	599 300	559 000	512 000	724 000	766 000	2 730 000	2 906 500
Aparatos de recuperación del calor . . . . .	75 100 <sup>a</sup>	0	0	168 200 <sup>b</sup>	0	0	0
Cableado eléctrico . . . . .	44 500	52 800	361 000	88 300	0	370 000	162 900
Equipos varios . . . . .	23 200	90 000	40 000	80 800	56 000	85 000	395 700
<i>Inversión total . . . . .</i>	<u>795 800</u>	<u>885 800</u>	<u>1 079 000</u>	<u>1 137 100</u>	<u>1 219 000</u>	<u>3 600 000</u>	<u>4 340 900</u>
Inversión (dólares por kW) . . . . .	159.2 <sup>a</sup>	142.9	En verano 174.0 En invierno 107.9	113.7	121.9	110.0	108.5
Combustible . . . . .	Gas natural	Gas natural	Gas natural	Petróleo	Gas natural	Gasolina y petróleo	Gas natural
Costos de combustible (centavos de dólar por un millón de BTU) . . . . .	12.7 16.7	15.1	11.8	31.6	17.6	30.1 y 80.6	13.5
Eficiencia térmica (porcentaje) . . . . .		15.4	14.6	20.3	20.7	18	22.4
Régimen calórico a carga plena (BTU por kWh) . . . . .	20 480						
Capacidad bruta (kWh) . . . . .	27.41 × 10 <sup>6</sup>	22 144	23 400	16 800	16 500	19 000	15 230
		32.23 × 10 <sup>6</sup>	26.05 × 10 <sup>6</sup>	10.48 × 10 <sup>6</sup>	37.81 × 10 <sup>6</sup>	20.21 × 10 <sup>6</sup>	49.37 × 10 <sup>6</sup>
<i>Costos de explotación (dólares)</i>							
Combustible . . . . .	69 800	107 500	72 000	54 600	110 500	163 700	100 200
Agua, lubricación y suministros . . . . .	0	4 000	5 000	110	0	530	6 300
Materiales y mano de obra para conservación . . . . .	19 700	3 700	8 000	1 500	7 200	3 150	2 980
Mano de obra y supervisión . . . . .	15 100	28 600	19 500	12 100	0	5 400	22 000
<i>Costos totales de explotación . . . . .</i>	<u>104 600</u>	<u>143 800</u>	<u>104 500</u>	<u>68 310</u>	<u>117 700</u>	<u>172 780</u>	<u>131 480</u>
Gastos fijos, estimados en 15 por ciento	119 370	132 870	161 850	170 565	182 850	540 000	651 135
<i>Costo total anual (dólares) . . . . .</i>	<u>223 970</u>	<u>276 670</u>	<u>266 350</u>	<u>238 875</u>	<u>300 550</u>	<u>712 780</u>	<u>782 615</u>
Costo (milésimos de dólar por kWh)	8.17	8.58	10.2	22.8	7.95	35.3	15.8

FUENTE: General Electric, GED — 3603 — I.

<sup>a</sup> Calefacción del agua de alimentación — planta de vapor existente.<sup>b</sup> Unidad de dos ejes, con regeneración e interenfriadores.

Cuadro 4

ESTADOS UNIDOS: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE  
INSTALACIÓN DE TURBINAS A GAS  
(Miles de dólares)

Tamaño en MW	5	5.4	15.2	16.5
Ciclo	Simple	Regene- rativo	Regene- rativo	Simple
<b>Costo de instalación</b>				
Estructuras . . . . .	42	47	68	62
Edificios . . . . .	13	14	16	16
Mecánico . . . . .	37	40	125	120
Eléctrico . . . . .	95	95	105	105
<i>Total</i> . . . . .	<u>187</u>	<u>196</u>	<u>314</u>	<u>303</u>
Indirectos. . . . .	60	63	100	97
Turbo generador. . . . .	525	795	1 680	1 368
Diseño y supervisión	75	80	110	100
<i>Total estimado</i> . . . . .	<u>847</u>	<u>1 134</u>	<u>2 204</u>	<u>1 868</u>
Dólares por kW . . . . .	169	210	145	113

FUENTE: Brown Boveri, Nueva York.

La alineación de la unidad y las posibles distorsiones durante el servicio constituyen un problema de mayor repercusión que en una turbina a vapor, de suerte que deberán tomarse medidas especiales con el objeto de poder verificar la alineación en caliente.

Ningún problema especial provocan los combustibles cuando se usa gas, diesel o fuel oil destilado. Un caso diferente se presenta cuando se usa fuel oil residual, especialmente si contiene vanadio y sulfatos alcalinos.

General Electric formula especificaciones para el fuel oil, en donde establece que el combustible debe

estar de acuerdo con los requerimientos que se especifican a continuación:

**Sodio:** Para combustibles con más de 30 ppm. de vanadio, el sodio debe ser menor que 10 ppm. Para contenidos en vanadio menores que 30 ppm. la relación en peso del sodio y el vanadio debe ser inferior a 0.3.

**Magnesio:** La relación en peso entre el magnesio y el vanadio debe ser superior a 3 y menor que 3.5. Esta relación no necesita ser mantenida cuando el contenido en vanadio en el fuel oil es menor que 2 ppm.

**Calcio:** Inferior a 10 ppm.

**Plomo:** Inferior a 5 ppm.

**Azufre:** Inferior a 5 por ciento en peso.

**Cenizas totales:** Inferiores a 10 000 ppm.

Las especificaciones detalladas son difíciles de obtener en los fuel oil residuales comerciales, resultando necesario instalar una planta de purificación.

El costo de dicha planta es elevado, del orden de los 125 000 dólares.

Brown Boveri aconseja una técnica diferente para el uso del fuel oil residual. Recomienda el uso de combustibles, cuyas cenizas sean solubles (en un porcentaje superior al 50 por ciento) en agua, y proceder a la limpieza periódica de la turbina mediante el lavado con agua caliente, con la unidad fuera de servicio, pero en condiciones siempre para una puesta en marcha inmediata.

Se tiene conocimiento de que una unidad con una potencia superior a 20 MW instalada en Italia del norte, que utilizaba fuel oil residual como combustible, experimentó inconvenientes a las 3 000 horas de servicio, luego de un servicio prácticamente continuo, para el cual no estaba destinada, con lavados intermitentes cada 300 horas. Inconvenientes que requirieron cambio de los tres primeros empaletados de la turbina

Cuadro 5

COSTOS CON TURBINAS A GAS POR CONCEPTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO <sup>a</sup>

Central	Nº de unidades y capacidad en MW	Combustible tipo	Costo por 10 <sup>6</sup> BTU (Centavos de dólar)	Costo por kWh (Centavos de dólar)	
				Operación	Mantenimiento
<b>Venezuela</b>					
Pertigalete . . . . .	2 x 1.6	Gas	—	2.46	0.019
<b>Texas</b>					
Stockton . . . . .	2 x 5	Gas	7.6	1.83	0.572
<b>Texas</b>					
Río Tecos . . . . .	2 x 5	Gas	12.7	3.08	0.737
<b>Arabia Saudita</b>					
Yeddah . . . . .	1 x 5	Bunker C	31.2	7.61	0.533
<b>Perú</b>					
Santa Rosa . . . . .	1 x 10	Fuel oil liviano	34.3	6.98	0.170
<b>Venezuela</b>					
El Convento . . . . .	1 x 20	Gas y fuel oil	19 y 56.8	5.99	0.02

FUENTE: A.S.M.E. Paper-GPT-4 por O. H. Pfersdorff, *La electricidad de Caracas*.

<sup>a</sup> El costo de operación incluye dirección, personal, lubricantes, suministros varios y combustibles.

**Cuadro 6**

**ESTADOS UNIDOS: COMPARACIÓN DE COSTOS CON MOTORES DIESEL, TURBINAS A VAPOR  
Y A GAS PARA UNA POTENCIA DE 12 MW**

<i>Rubros</i>	<i>Unidad</i>	<i>Diesel</i>	<i>Turbina a vapor</i>	<i>Turbina a gas</i>
Equipo . . . . .	Dólares	1 560 000	1 300 000	1 200 000
Equipo eléctrico . . . . .	Dólares	300 000	240 000	200 000
Equipo de montaje . . . . .	Dólares	200 000	240 000	60 000
Edificio, etc. . . . .	Dólares	240 000	300 000	100 000
<i>Total . . . . .</i>	<i>Dólares</i>	<i>2 300 000</i>	<i>2 080 000</i>	<i>1 560 000</i>
Costo instalado por kW . . . . .	Dólares	192	173	130
Costo de combustible por galón . . . . .	Dólares	0.10	0.05	0.05
Consumo . . . . .	Lbs/kWh	0.530	0.807	1.05
Consumo anual a 0.80 de factor de utilización . . . . .	Millones de galones	6.2	9.04	12.9
Costo anual de combustible . . . . .	Miles de dólares	620	470	645
Costo lubricantes . . . . .	Miles de dólares	50	4	4
Costo mantenimiento . . . . .	Miles de dólares	100	20	40
Costo personal y dirección . . . . .	Miles de dólares	48	72	36
Cargas fijas (15 %) . . . . .	Miles de dólares	345	312	234
Costo total anual . . . . .	Miles de dólares	1 180	878	959
Costo por kWh para 0.8 de factor de utilización . . . . .	Milésimos de dólar	14	10	11.4

FUENTE: General Electric Co., Schenectady.

a gas, reparación de emergencia y cambio total del rotor, finalmente.

De acuerdo con nuestro criterio, esta experiencia no debe ser sobrevaluada. En efecto, gran parte de estos inconvenientes deben atribuirse a enfermedades de juventud de las unidades y no al tipo de unidad generadora, siendo corriente encontrar este tipo específico de enfermedad en los nuevos tipos de turbinas a vapor, a pesar de la enorme experiencia que ha sido ya acumulada.

En nuestro concepto, lo que corresponde es prever una sustitución de las partes sujetas a desgaste, en un plazo relativamente corto, por ejemplo: 8 000 horas de servicio para los rotores y 2 000 horas para algunos

elementos de la cámara de combustión y proceder a su sustitución, antes que aumenten la posibilidades de accidente.

Varios fabricantes siguen de cerca el desarrollo de las dos firmas mencionadas y es de esperar un rápido perfeccionamiento de estas unidades, las que, además de las ventajas detalladas, presentan atractivos especiales. Entre esos atractivos se cuentan lo reducido de los plazos de estudio, diseño y puesta en operación, la disminución de los costos por intereses intercalarios y la flexibilidad para aumentar la potencia de garantía, lo que permite alejar los plazos en que deben instalarse las unidades de base de costo considerablemente más elevado.



## PROBLEMAS DE DESARROLLO DE PLANTAS Y SISTEMAS

por Yvon de Guise \*

Antes de referirse explícitamente a los problemas que plantea el desarrollo de plantas y sistemas, conviene examinar la información de que habrán de disponer las personas responsables de adoptar una decisión. Tal información comprende lo siguiente:

1. Los pronósticos de carga correspondientes al decenio siguiente, y las características de la carga relacionadas con las fluctuaciones estacionales, semanales y diarias de la demanda y la energía.

2. La distribución geográfica aproximada de las cargas importantes.

3. El tipo de carga con relación a la necesidad de proporcionar un servicio continuo, sea para las fábricas de la localidad o para su distribución al público en las zonas urbanas.

4. Las posibilidades de obtener ingresos de la venta de la energía disponible fuera de las horas de punta o energía secundaria.

5. Un estudio a fondo de las posibilidades hidroeléctricas de los ríos situados dentro de una distancia económica de transmisión.

6. La determinación de riesgos extraordinarios que puedan poner en peligro la construcción de la central o de la línea (movimientos sísmicos, deslizamientos de tierras, tornados, ventiscas, incendios de bosques, inundaciones locales, etc.).

7. Disponibilidades de combustible para la generación de energía térmica y costo del mismo.

Uno de los primeros elementos que debe determinarse es el factor de capacidad óptima correspondiente al factor de carga del sistema previsto. Para ese objeto, puede dibujarse una curva que indique la carga anual y el consumo de energía previstos. En esa forma, se puede conocer aproximadamente la tendencia futura del factor de carga, sea creciente o decreciente.

Comparando esa tendencia con el rendimiento actual del sistema, en relación con la carga de punta y el consumo de energía anuales, se puede derivar el factor de capacidad de las instalaciones futuras.

También conviene, en esta primera etapa, analizar cuidadosamente las características de la curva de carga y determinar el contenido de energía de los bloques más altos en la curva de duración de la demanda. Si ese contenido de energía es muy reducido para algún bloque importante, convendría construir una central para absorber la carga de punta que podría ser una instalación térmica de costo reducido.

### 1. Tipo de centrales generadoras

#### a) Hidroeléctrica o termoeléctrica

La elección queda generalmente determinada por los recursos naturales disponibles dentro de distancias aceptables, y según las características de la carga. En general, se considera que la energía hidroeléctrica constituye una fuente de energía más barata cuando el factor de carga excede de un mínimo dado.

Entre los factores que pueden contribuir a inclinar la balanza a favor de la energía termoeléctrica, se cuentan:

i) lejanía de los emplazamientos adecuados para obras hidráulicas;

ii) falta de medios de almacenamiento y períodos de escurrimiento muy bajo;

iii) proximidad a fuentes de abastecimiento de combustible de bajo costo o mercados para el vapor en procesos industriales;

iv) factor de carga inferior al 15 o 20 por ciento.

Cuando el capital de que se dispone inicialmente es muy limitado, y no se pueden conseguir préstamos con facilidad, se preferirá la energía termoeléctrica porque pueden construirse instalaciones más grandes con un costo dado. Con todo eso, según se mencionó, los costos anuales de explotación serán por lo general mayores.

#### b) Tamaño

Un elemento importante que debe considerarse es la capacidad para equiparar la capacidad de generación con la curva de carga prevista, evitándose así invertir dinero del cual no pueda obtenerse una rentabilidad inmediata. Cuando se trata de un sistema pequeño, no sería necesario considerar la posibilidad de aprovechar emplazamientos adecuados para obras hidráulicas situadas en ríos grandes, donde las obras de ingeniería tornarían prohibitivo el costo unitario mientras no se asegure y logre un aprovechamiento más completo.

#### c) Muro de contención o túnel

Como ya se dijo, a menos de que existan grandes embalses de almacenamiento, la capacidad anual de generación de energía de un emplazamiento hidráulico está determinada por la naturaleza (dentro de límites bastante estrictos). Sin embargo, como han mejorado enormemente los sistemas de construcción de túneles, las investigaciones especiales efectuadas a fin de estu-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.22.

diar la posibilidad de concentrar una elevada altura de caída en un punto determinado, permitirán a menudo efectuar apreciables ahorros, que serán aún mayores si las condiciones de la roca lo permiten. Este era especialmente el caso de las centrales del río Barsimis, donde el inventario preliminar general indicó que podría construirse una instalación de aproximadamente 250 000 HP de capacidad, y donde, mediante estudios aéreos y exploraciones del terreno, ha sido posible instalar 2 millones de HP. Empleando dos túneles, uno de 13 500 metros de largo y el otro de 750 metros, pudo concentrarse en los dos emplazamientos una caída de 377 metros en una longitud de 29 kilómetros.

Cuando el caudal de pasada de los ríos es considerable, de aproximadamente 700 metros cúbicos por segundo o más, la importancia del costo del túnel y de la pérdida de altura aumenta rápidamente. En el caso de otro emplazamiento se llegó a la conclusión de que existiendo un túnel revestido de concreto de 15 metros, sería necesario que el perfil del río disminuyera en promedio 8.5 metros por kilómetro, entre el emplazamiento de la presa y el de la casa de máquinas, para que resultara económico el uso de dicho túnel.

#### d) *Construcción subterránea*

En los últimos años, se ha generalizado la construcción de casas de máquinas subterráneas. En muchos casos resultan más baratas cuando hay cimientos rocosos inadecuados cerca del nivel de la superficie, o cuando la central, por estar ubicada al pie de un cerro muy escarpado, estuviera expuesta a deslizamientos de tierra o aludes. Esto se aplica también en el caso de centrales de elevada altura de caída, donde el costo de los conductos de aducción a la intemperie y su instalación para que soporten elevadas presiones, sería mayor que si se excavaran en la montaña. Además, las centrales subterráneas son más seguras y más fáciles de proteger en caso de disturbios civiles o sabotaje.

#### e) *Presa de energía*

Cuando la presa de energía es una estructura separada de la central generadora, su construcción puede brindar la oportunidad de considerar distintos planos. Si el transporte hasta el lugar es muy oneroso y se vislumbran períodos de frío muy prolongados, puede resultar muy caro el empleo y almacenamiento del cemento. Las presas de escollera, que ahora se construyen cuando la altura de caída es superior a quinientos pies, constituyen a menudo la solución económica, especialmente cuando los materiales adecuados se encuentran en las proximidades del lugar. En estudios recientes se ha demostrado que, en un caso, los costos totales de una presa de concreto de gravedad y una presa de escollera serían iguales si la relación entre los precios correspondientes al terraplén y al concreto fuera aproximadamente de 1 a 4 ½.

Si el calendario de construcción es muy rígido y

no deja ningún margen para la posibilidad de que se produzcan períodos lluviosos prolongados, que dificultan la colocación de la arcilla o de la capa impermeable, podría ser más conveniente usar concreto. La necesidad de dotar a un valle estrecho o desfiladero de gran capacidad de derrame, puede eliminar la posibilidad de usar una presa de escollera.

#### f) *Central al aire libre*

Debido a las difíciles condiciones climáticas derivadas de inviernos prolongados y severos, hasta ahora no hemos utilizado las centrales generadoras al aire libre. La disminución del caudal de pasada al mínimo y la acumulación de hielo en los canales de aducción, brindan la oportunidad de efectuar reparaciones de gran envergadura durante el invierno en las centrales en que la producción disminuye durante ese período. Como a veces hay que parar dos o tres unidades para repararlas, será necesario dotar a la casa de máquinas de varias grúas totalmente cubiertas. Teniendo en cuenta otras precauciones que hay que tomar, como protección contra las heladas y pequeñas diferencias en el costo total de instalación, no creemos que de esa manera se lograría un ahorro considerable. La situación sería diferente, indudablemente, en climas más moderados, donde sólo se prevé reparar una unidad durante el invierno.

#### g) *Control automático o remoto*

En el caso de lugares distantes, de difícil acceso y donde habría que construir una ciudad e instalar los servicios correspondientes a fin de albergar al personal necesario para la explotación de la central, pueden efectuarse grandes economías si se aplica el control remoto o de supervisión de las centrales pequeñas o medianas. Pero, en el caso de las grandes centrales, de varios miles de caballos de fuerza, no hemos considerado aún conveniente confiar exclusivamente en el funcionamiento del equipo de control remoto o automático.

Cuando se emplee este sistema, deberá prestarse especial atención a la formación de técnicos calificados porque una combinación de circuitos de comunicación y relés de esa naturaleza no puede ser manejada por los operarios comunes.

#### h) *Tamaño de las unidades*

Si los demás elementos no varían, el tamaño económico de la unidad generadora corresponde, a menudo, en el caso de sistemas pequeños, a una solución de transacción entre dos tendencias que se contraponen: mientras más grande es el tamaño de la unidad y de la central, menor será el precio unitario de un H.P.; pero, dependiendo del crecimiento previsto de la carga, más largo será el período improductivo mien-

tras no se haya absorbido el total de la energía instalada.

Una vez que se establece la capacidad de una central pequeña o mediana, la capacidad nominal unitaria máxima quedará determinada por las siguientes condiciones: garantizar la continuidad de la energía firme, y mantener de reserva una unidad de repuesto, cuya capacidad sea igual a la más grande del sistema. Por otra parte, en las centrales muy grandes, otras limitaciones relativas al espacio, el peso o la fuerza, determinarán el tamaño de la unidad mayor recomendada.

#### i) Tipo de turbina

El tipo adecuado de turbina que se usará, sea de hélices de aspas fijas, Kaplan, Francis, Pelton, Derriaz, etc., ha sido estudiado en diversos trabajos y es un tema demasiado extenso para ser tratado en éste. Cabe recordar, sin embargo, los notables adelantos logrados en los últimos años. La escala recomendada de alturas de caída, para las cuales se especificaban varios tipos hace aproximadamente diez años, se ha ampliado a un límite mayor, pudiendo así los usuarios efectuar considerables economías sin incurrir en dificultades de vibración o cavitación.

#### j) Transmisión

Cuando existen poderosas centrales generadoras situadas a mucha distancia del centro de carga, el capital invertido en la transmisión puede representar un elevado porcentaje del costo total (1/3 en algunos casos para el sistema de nuestro país). La selección de la tensión apropiada de la red, la capacidad y el tipo de construcción ofrecen, a primera vista, muchas posibilidades de combinación, que resultarán más o menos interesantes, según la ponderación de diversos factores, como:

i) Costo mínimo inicial de los kW que pueden transmitirse.

ii) Facilidad de vigilancia y reparación.

iii) Dificultades locales, como lo escarpado del terreno, bosques y ritmo de crecimiento de la vegetación, presencia de termitas, etc.

iv) Grado de seguridad prevista, suponiendo condiciones corrientes o regulares, incendios ocasionales de bosques, posibilidad de grandes ventiscas y posibilidad de violentos huracanes.

v) Grado de estabilidad del sistema con un número dado de líneas de distribución.

vi) Duración o permanencia del servicio suministrado.

En una zona en que se va a producir una rápida expansión, sería juicioso y económico adquirir por adelantado el derecho de vía de las futuras líneas de transmisión. Si se examina la disposición de las redes eléctricas de acceso a Montreal del año 1947, once años después, en 1958, se advierte el enorme cambio pro-

ducido. En un comienzo se consideró que un anillo de 60 kV era suficientemente amplio, con una que otra central de reducción de voltaje a 12 kV y a 4 kV; después, tuvo que construirse un anillo de 120 kV alrededor del primero y que constituía el eslabón principal entre las centrales generadoras; hasta que, hace poco, se construyeron redes de 300 kV, que terminan en tres puntos principales y rodean más de la mitad del distrito metropolitano. Algunos derechos de servidumbre cuestan ahora probablemente diez veces o más de lo que costaron cuando se adquirieron hace diez o quince años.

## 2. Interconexión

Las ventajas derivadas de la interconexión son numerosas. Las más corrientes son las que se mencionan a continuación:

a) Es posible atender la carga combinada de dos o más sistemas con menos recursos totales de energía porque las características de la carga son diferentes en cuanto a la forma y al período de carga máxima.

b) Los trabajos de conservación pueden coordinarse en forma de reducir la capacidad de reserva requerida. Asimismo, se reduce la probabilidad de interrupciones imprevistas del servicio, con lo cual disminuye la capacidad de reserva necesaria.

c) La capacidad en exceso de un sistema puede transferirse al otro.

d) Puede mejorarse la regulación de frecuencias, las condiciones de voltaje y la continuidad del servicio.

e) Puede aumentarse la cantidad de energía firme segura por efecto de la diversidad de los caudales y por el aprovechamiento coordinado de los embalses, y, cuando es posible, por combinación de centrales hidroeléctricas y a vapor.

f) Se reduce el costo total de la energía.

g) Disminuye la inversión de capital, ya que es posible instalar unidades más grandes, escalonar los agregados de maquinaria y evitar la duplicación de las líneas de transmisión.

Las desventajas son relativamente pocas y se atribuyen en su mayoría al costo del equipo y del personal adicional. No hay que olvidar la posibilidad de otras fallas del equipo. Las desventajas principales son:

a) El aumento de los costos por efecto de los cargos anuales sobre inversiones, las líneas de interconexión, el equipo de disyuntores, de control automático, de comunicación, los relés y ahora recientemente los computadores.

b) El aumento de los costos por efecto del personal adicional necesario para discutir, distribuir y estimar los beneficios obtenidos y los gastos en que hay que incurrir.

c) Si no se establece el control y la protección adecuados, las fallas producidas en un sistema podrán afectar al otro y los cambios en la carga causados por grandes cargas cíclicas pueden dar lugar a grandes oscilaciones entre los sistemas.

### 3. *Combinación de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas*

Como ya se dijo, el primer paso consiste en establecer la estructura probable de la carga y la energía de punta adicional y la energía requerida anualmente, o sea, hay que determinar el factor de carga de los bloques adicionales.

Los estudios efectuados sobre el emplazamiento de una central hidroeléctrica permitirán calcular la energía anual disponible y su distribución mensual, semanal o diaria según el río, el almacenamiento, y el tipo de estanque empleados.

Sabiendo la cantidad de energía firme máxima que puede obtenerse de un determinado emplazamiento y su producción anual de kWh, se puede estimar el número de años durante los cuales podrán atenderse las necesidades de la carga y la posible escasez de potencia o energía que pudieran producirse al comienzo.

Si se ha previsto una escasez de energía de punta y existe un amplio suministro de energía durante algunos años, podría ser necesario construir una central termoeléctrica, lo que requiere una inversión mínima.

Si al comienzo se produce una escasez de energía, la mejor solución podría ser instalar otra central hidroeléctrica con un factor de capacidad mayor. Si la única central que existe tiene un factor de capacidad reducido, quizás sea preferible usar una central a vapor eficiente para atender la carga básica, y emplear la central hidroeléctrica para atender el suministro durante períodos cortos de punta, siempre que su producción de energía pueda aprovecharse en esta forma.

Las centrales hidroeléctricas o a vapor tienen muchas otras características peculiares.

Cuando se trata de cargas que aumentan rápidamente y cuya duración es sostenida, una unidad hidráulica satisface esas condiciones más fácil y satisfactoriamente que una unidad a vapor; sin embargo, cuando se trata de cambios instantáneos, las unidades a vapor funcionan mejor, dada la lentitud y la mayor inercia de las turbinas hidráulicas.

La reserva disponible de energía es más importante para las unidades a vapor no sólo porque no pueden atender la carga con tanta rapidez sino porque el funcionamiento de baja frecuencia influye sobre numerosos elementos auxiliares accionados a motor, como los ventiladores de succión y las bombas de alimentación de agua, etc.

Ambos tipos de unidades pueden funcionar como condensadores para el control de la energía reactiva, pero el funcionamiento de las turbinas a vapor en ese caso, resulta más oneroso y mucho menos conveniente.

La capacidad firme de energía de una central a vapor corresponde a su capacidad nominal continua de carga completa, deducida la energía de reserva para atender el suministro normalmente cuando se detienen las máquinas para efectuar trabajos de conservación. No siempre es posible controlar totalmente la producción a largo plazo de las centrales hidroeléctri-

cas, a causa de que pueden presentarse condiciones imprevisibles de escurrimiento a almacenamiento, y hay que proceder con cautela al estimar su capacidad firme de energía.

Una vez construida una planta hidroeléctrica, deberá explotarse al máximo a fin de obtener el mayor rendimiento posible del dinero invertido. Por el contrario, las unidades a vapor suponen considerables gastos de combustible durante todo el tiempo que funcionan. Los coeficientes de combustible o de calor varían según las diferentes cargas y vale la pena esforzarse por tener la certeza de que se usa el mínimo de combustible por cada kWh generado.

Las pérdidas en la línea de transmisión pueden ser relativamente elevadas, especialmente durante los períodos de carga máxima, y ello puede influir sobre el costo de la energía generada por centrales distantes en comparación con el costo de la energía generada localmente por una central termoeléctrica.

Para obtener el máximo de beneficio de la combinación de sistemas interconectados hidroeléctricos y a vapor, se recomienda que:

a) Las líneas de interconexión entre las centrales y las zonas de carga sean lo suficientemente amplias como para suministrar energía dentro de una zona en caso de déficit, y fuera de ella cuando haya un excedente sin producir, o condiciones poco satisfactorias de voltaje o estabilidad.

b) Los encargados de despachar la carga y del funcionamiento del sistema puedan disponer de los siguientes datos en forma conveniente:

i) Estadísticas de insumo-producto para todas las unidades.

ii) Gráficos del incremento de carga para las informaciones correspondientes a las pérdidas en las líneas de transmisión.

iii) Las curvas de carga diaria típicas para la zona correspondientes a los días normales de la semana, a los fines de semana, y también a los festivos y otros días de carga anormal.

iv) Deben contar con equipos suficientes de comunicaciones, de teleindación y de control de carga que permitan mantener en todo momento la frecuencia del sistema, las líneas de conexión y las cargas de las centrales dentro de los límites prefijados.

c) Información sobre el comportamiento de los cursos fluviales y la reacción de las cuencas receptoras frente a las precipitaciones y otras manifestaciones atmosféricas.

d) El máximo de libertad en cuanto al uso de cuencas de almacenamiento, cámaras de agua y cursos fluviales para el almacenamiento, acumulación y transporte del agua.

### 4. *Casos de zonas donde no existen centrales de energía o sólo hay centrales individuales*

Al considerar el caso de una zona donde no existen centrales de energía, los criterios que se aplican suelen basarse en la seguridad y en la economía.

Si las condiciones hidráulicas lo permiten, la central debería estar ubicada lo más cerca posible del centro de carga, y ello estaría de acuerdo con los criterios mencionados.

El número y la capacidad de las unidades generadoras debe ser tal que, por lo menos una, pueda dejar de funcionar sin perjuicio de los usuarios. Si por razones económicas no puede hacerse lo mismo en el caso de los circuitos de transmisión, éstos deberán al menos ser muy seguros y habrá que contar con buenos medios de comunicación. Se puede perder mucho tiempo valioso cuando hay que inspeccionar o reparar líneas situadas en una zona remota si las cuadrillas de obreros no pueden comunicarse con facilidad con las subestaciones de ambos extremos.

Durante la etapa de desarrollo de una zona de esta clase se ha considerado la instalación de líneas radiales para varios usuarios y se mantendrá el mínimo de personal de explotación. Será ventajoso emplear interruptores fusibles de triple repetición cuando se trata de subtransmisiones de 25 kilovoltios o de voltajes inferiores. También habrá que proyectar las subestaciones en la etapa inicial a fin de atender las ampliaciones posteriores que se consideren más necesarias.

Además, quizá sea muy importante, según el tipo de ayuda técnica con que se cuente, evitar las complicaciones innecesarias del uso de controles automáticos, cuyo manejo exige mayores conocimientos y un adiestramiento especial que no siempre poseen los operarios. Por ejemplo, se han producido situaciones desagradables en presas distantes de almacenamiento porque han fallado los tubos electrónicos que controlan el funcionamiento de un sencillo quemador de petróleo, o el sistema de calefacción, o el control electrónico de los botones que accionan el mecanismo de elevación de las compuertas de descarga.

Cuando existen unas pocas centrales aisladas que deben interconectarse y complementarse por medio de una central adicional, adquieren importancia otras características.

Es preciso revisar y probablemente perfeccionar los sistemas de dirección de cada central a fin de tener la certeza de haber dividido proporcionalmente la carga. También habrá que revisar las líneas de interconexión en relación con la capacidad de transferencia prevista, dadas las variaciones de la central y las transferencias de la carga.

Habrà que revisar el sistema rutinario empleado para verificar los interruptores y el sistema de protec-

ción y, asimismo, los medios de comunicación. Se pueden instalar unidades de mayor capacidad en las nuevas centrales generadoras después de interconectarse las centrales existentes, una vez aumentada la capacidad de reserva.

##### *5. Criterios para determinar el orden de prelación en el desarrollo eléctrico*

Éstos variarán, evidentemente, de acuerdo con la organización que lo lleve a cabo, que puede ser pública o privada.

Cuando se desarrolla una industria minera en algún lugar aislado y dicha organización debe proporcionar la energía para desarrollar sus actividades, es indudable que las necesidades de la industria tienen prioridad y que las de la pequeña comunidad vecina a ella son secundarias. Si se dispone de un excedente de energía y éste puede venderse obteniendo una rentabilidad satisfactoria, podrían ser atendidas las necesidades adicionales de usuarios situados a cierta distancia y que no tienen relación directa con la industria. Si se encarga a un organismo público que extienda los servicios de electricidad a un nuevo distrito, es probable que intente servir a la mayor parte de la población sin incurrir en un déficit que no pueda absorber.

Dará preferencia a la parte del distrito que, aunque tenga igual densidad de población, cuenta con posibilidades de expansión más rápida, gracias a su posición económica o geográfica favorable. Asimismo, si una industria manifiesta interés por establecerse en la zona, habrá que considerar los beneficios derivados del aumento de la producción y el empleo; quizás debieran establecerse provisionalmente tarifas convenientes.

En otros casos, cuando se encargue del desarrollo de la electricidad una organización privada bien administrada, se le dará prioridad a la rentabilidad máxima que pueda obtenerse del dinero invertido, respetando la estructura legal del estado o la nación y manteniendo armoniosas relaciones públicas.

El desarrollo de la electricidad bajo el auspicio del gobierno, trata de obtener el beneficio nacional óptimo e incluye diversas ventajas indirectas derivadas del aumento del comercio, del empleo, la producción, el nivel de vida, etc. y se pueden considerar las inversiones efectuadas para el aprovechamiento de la energía eléctrica en nuevas zonas, con la misma política y criterio general que determina el gasto de los fondos públicos en materia de caminos, puentes, agricultura, silvicultura, etc.

# EMPLEO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA GENERADA POR MEDIOS HIDRÁULICOS, DE LA ENERGÍA GENERADA A VAPOR Y DE LAS INTERCONEXIONES DE SISTEMAS

por Ross N. Brudenell y Jack H. Gilbreath \*

## Introducción

El objetivo fundamental en la explotación de un sistema eléctrico de utilidad pública es proporcionar servicio seguro a todos los clientes en la forma más económica posible. Algunos de los medios para lograr este fin son comunes a todo sistema. Otros son propios de un sistema determinado, especialmente cuando en él influyen las fuentes de energía específica de que se dispone. Muchas de las consideraciones de seguridad y economía en la explotación de un sistema compuesto íntegramente de centrales térmicas, son en esencia diferentes de aquéllas con las que se tropieza en la explotación de un sistema hidroeléctrico. Para los sistemas servidos por fuentes hidráulicas y térmicas, deben tomarse en consideración factores peculiares a ambos tipos y también muchos otros factores. Por supuesto, el empleo óptimo de las interconexiones de sistemas de transmisión es también un requisito de gran importancia para alcanzar el objetivo básico.

Este documento se limita principalmente a estudiar la integración económica de las fuentes hidráulicas y térmicas existentes en el suministro de energía en bloque, con la red de transmisión de alto voltaje. También está comprendido en este estudio el empleo económico de las interconexiones de sistemas para el intercambio de energía. Las experiencias de la Autoridad del Valle del Tennessee (AVT) en la explotación de un sistema de este tipo constituyen la base de gran parte del contenido del presente documento.

## 1. Problema fundamental

Aunque a lo largo del tiempo la importancia de los diversos factores en el funcionamiento económico de un sistema de energía puede cambiar según las variaciones del mismo, existe un problema fundamental para todos los sistemas mixtos, o sea, compuestos de centrales hidráulicas con almacenamiento considerable y de centrales térmicas. El problema reside en la elección entre la energía hidráulica y la térmica para atender la carga actual del sistema, y es especialmente difícil porque los recursos hidráulicos de que se dispondrá dependen de fenómenos hidrológicos asociados a variaciones climáticas y que no es fácil prever. Pese a este inconveniente, la explotación óptima del sistema consiste en la complementación recíproca entre ambos tipos de suministro, de manera que los costos medios anuales de producción sean mínimos.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.8.

## 2. Empleo complementario de la energía hidráulica almacenada y de la energía térmica

La mayor parte de la generación hidráulica en el sistema de la AVT procede del agua almacenable en presas tributarias de usos múltiples y, por consiguiente, sujetas a control por períodos de muchos meses, bajo ciertas restricciones únicas relativas principalmente a la prevención de crecidas. En vista de estas condiciones, la generación hidráulica puede tratarse como una entidad y no como un conjunto de piezas inconexas, representadas por cada central. Este tipo de almacenamiento estacional integrado se estudia en el presente trabajo. Se supone, además, que ninguna limitación de transmisión que tenga importancia práctica impide el intercambio de generación en bloque para el suministro de la carga al sistema.

### a) Curva de regulación básica

La seguridad del servicio se relaciona aquí con la capacidad del sistema eléctrico para atender las necesidades de los consumidores durante períodos de sequía severa. La AVT se basó en la curva de regulación básica para garantizar la disponibilidad de energía durante dichos períodos. Esta curva, con diversas denominaciones, se ha usado por muchos años en el estudio y explotación de sistemas con sustancial almacenamiento hidráulico.

La curva de regulación básica indica los niveles mínimos de almacenamiento que requiere el sistema durante el año para garantizar la entrega a firme de energía. El suministro de cargas susceptibles de suspensión no es tan seguro, ya que la posibilidad de interrumpir las cargas durante períodos de caudal desfavorable, es una de las razones principales que abonan la venta de este tipo de energía.

Normalmente, la AVT ha usado las peores sequías de que haya memoria como criterio en la determinación de las curvas de regulación básica.<sup>1</sup> No obstante, es del caso señalar que la curva de regulación básica puede determinarse por métodos estadísticos y que la AVT y otras empresas de servicio público han usado tales métodos en diversos grados.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> R. N. Brudenell y J. H. Gilbreath, "Economic Complementary Operation of Hydro Storage and Steam Power in the Integrated TVA System", *AIEE Transactions*, 1959, vol. 78, pt. III-A, pp. 136-156.

<sup>2</sup> S. Stage, Y. Larsson, "Utilization of Long Term Storage in Combined Hydro and Thermal Power System", Conferencia Mundial de la Energía, Sesión Parcial de Madrid (5 a 9 de junio de 1960), IIB/3.

b) Valor del incremento de almacenamiento

Es de prever que se hará pleno uso de la totalidad de las fuentes térmicas cada vez que el almacenamiento del sistema quede por debajo de la curva de regulación básica. También será del caso programar, en tales circunstancias, interrupciones de la carga susceptible de suspensión.

Cuando el almacenamiento del sistema excede de la curva de regulación básica, como ocurre normalmente, se cuenta con un excedente para sustituir la energía térmica, que es más costosa, o para suministrar carga del tipo de suspensión. Surgen preguntas respecto a cuánta energía térmica y de qué costo habrá que sustituir y cuándo habrá que suministrar carga de suspensión. En la AVT, esta decisión está posibilitada por la determinación del valor futuro del aumento máximo de almacenamiento, si éste es retenido, más bien que usado corrientemente. Este valor futuro computado se compara entonces con el valor actual del incremento, sea para sustitución de la energía térmica o para la venta de energía susceptible de suspensión.

Salta a la vista que el valor futuro de un aumento de almacenamiento no será siempre el mismo por las diversas condiciones que se pueden presentar en el caudal. Siendo así, los valores deben determinarse para cada año sobre la base de una muestra cronológica representativa. Este registro es la mejor muestra dispo-

nible y debe usarse como tal. Se supone que cada año de caudal es igualmente probable. Por consiguiente, usando el principio del *seguro de grupo*, el valor del aumento máximo de almacenamiento en la fecha en cuestión es el promedio de los valores anuales por separado.

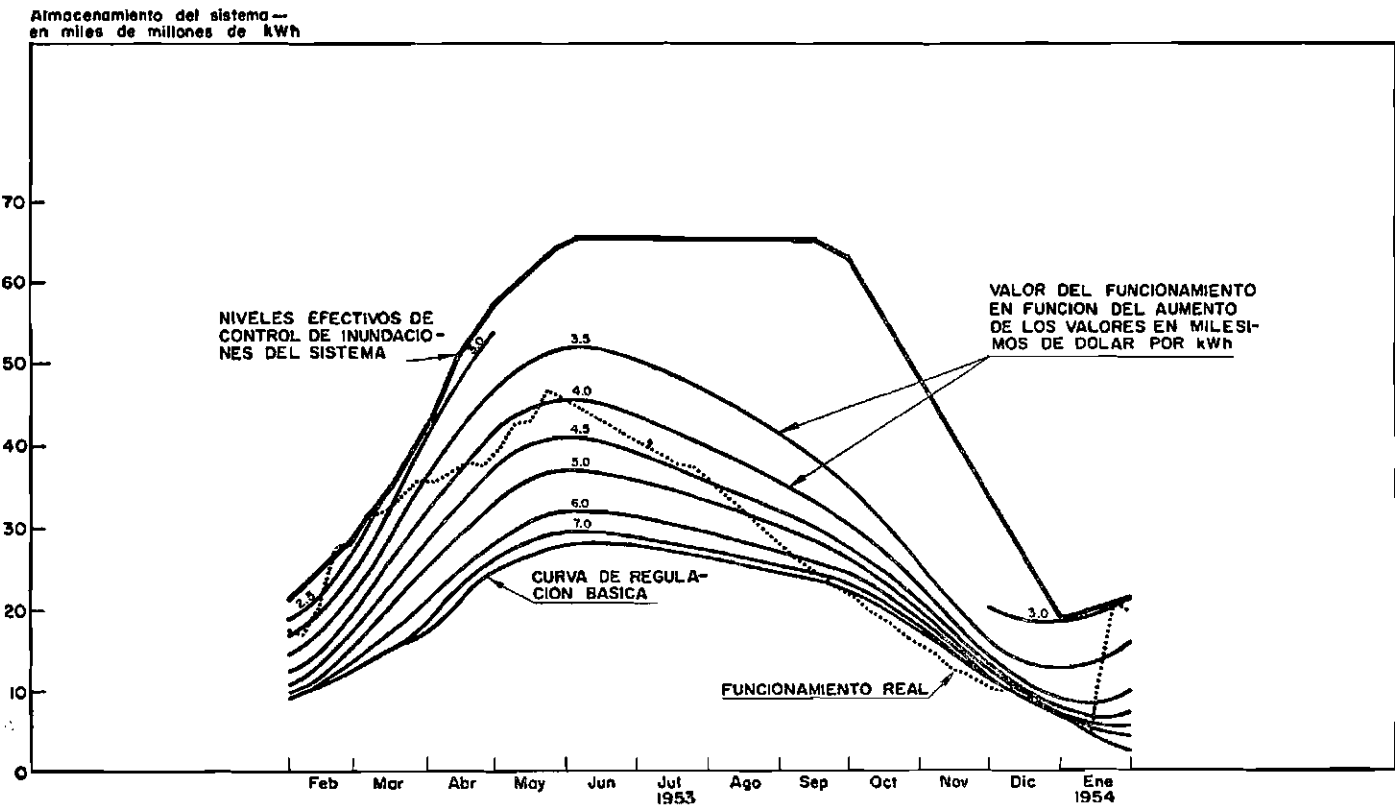
La determinación de los valores anuales de almacenamiento es bastante compleja, especialmente para los grandes sistemas de energía. Ciertas simplificaciones se han hecho necesarias. Una suposición muy útil es que cada año el caudal se conoce con antelación y que para cada año el valor del incremento de almacenamiento será óptimo dentro de una explotación ideal, es decir, de una explotación previsora.

Tres factores son probablemente de suma importancia en la explotación ideal. El empleo de la energía térmica económica debe llevarse al máximo, y el de la energía térmica antieconómica, al mínimo. Por el contrario, la generación hidráulica debe ser baja durante la primera parte de un período de escurrimiento, y más alta posteriormente, a fin de aumentar al máximo las alturas de caída en los embalses.

El tercer factor se refiere a la reducción al mínimo del derrame en los embalses y en las centrales sin embalse ubicadas aguas abajo. El procedimiento para determinar la explotación ideal y la evaluación subsiguiente del aumento máximo de almacenamiento es algo complejo, sobre todo cuando son diversos los cos-

Gráfico I  
CURVAS ECONÓMICAS GUÍAS DE LA AVT

ESCALA NATURAL



tos de la energía térmica. La AVT ha buscado gráficamente la solución práctica a este problema.

c) *Curvas económicas guía*

El valor medio del mayor almacenamiento puede determinarse para cualquier nivel de almacenamiento y para cualquier fecha. Basándose en un número suficiente de datos así obtenidos, es posible trazar un conjunto de curvas en un gráfico que refleje el almacenamiento del sistema para las diversas épocas del año, en el cual los puntos de igual incremento de almacenamiento queden en la misma curva. Ese conjunto de "curvas económicas guía" para el sistema de la AVT aparece en el gráfico I.

3. *Coordinación complementaria de las capacidades de generación hidráulica, a vapor y por interconexión*

La elección entre la energía térmica y la energía hidráulica almacenada, descritas anteriormente, está ligada con la satisfacción de las necesidades totales de energía del sistema. En concomitancia con ese problema se halla el empleo de las diversas fuentes para suministrar las variaciones en la carga, particularmente las demandas máximas. Las diversas fuentes tienen, a este respecto, características muy disímiles y sería del caso analizar esta materia.

a) *Características de los diferentes tipos de capacidad*

**Generación hidráulica.** La característica dominante de este tipo es su flexibilidad. Puesto que el efecto fundamental es la conversión de la presión de un fluido en un movimiento mecánico, sin los problemas de transferencia de calor de altas velocidades, las variaciones en la producción de un equipo de turbinas hidráulicas son relativamente sencillas de obtener. En el sistema de la AVT, es posible poner en carga con su plena capacidad nominal, en un tiempo de dos a tres minutos, una unidad hidroeléctrica de gran tamaño, que ha estado fuera de servicio. Sus propiedades de regulación son sin lugar a duda ventajosas para la mayoría de las necesidades de los sistemas eléctricos.

**Generación a vapor.** La central de generación de fuerza eléctrica a vapor es una combinación compleja de varios sistemas, que convierte —mediante un proceso controlado— la energía latente en el combustible a granel en energía mecánica, valiéndose de las propiedades termodinámicas del vapor y, luego, en energía eléctrica por medio de maquinaria rotatoria convencional. Los complejos problemas de la transferencia del calor y su control en los sistemas caldera-turbina son palmarios. Además, está claro que cualquier ruptura en la sucesión de estos rápidos procesos suspendería la producción de energía de aquella unidad.

Por otra parte, es evidente que el tiempo necesario

para poner en marcha semejante máquina de calor será mucho mayor que el requerido por una central hidroeléctrica. En el sistema de la AVT el período que normalmente se calcula para la puesta en marcha, estando fría la caldera, es de cuatro a seis horas. Una vez que la unidad está entregando la cantidad requerida de energía, los problemas para variar la tasa de calor emitido y transferido son grandes. Ello dependerá de las disposiciones del diseño, estimándose comúnmente que es poco práctico reducir la carga a menos de una cuarta parte del total calculado. Es mérito de los diseñadores del equipo que las variaciones dentro de esta gama puedan efectuarse en escasos minutos, aunque no puedan anular la rapidez de las unidades hidráulicas.

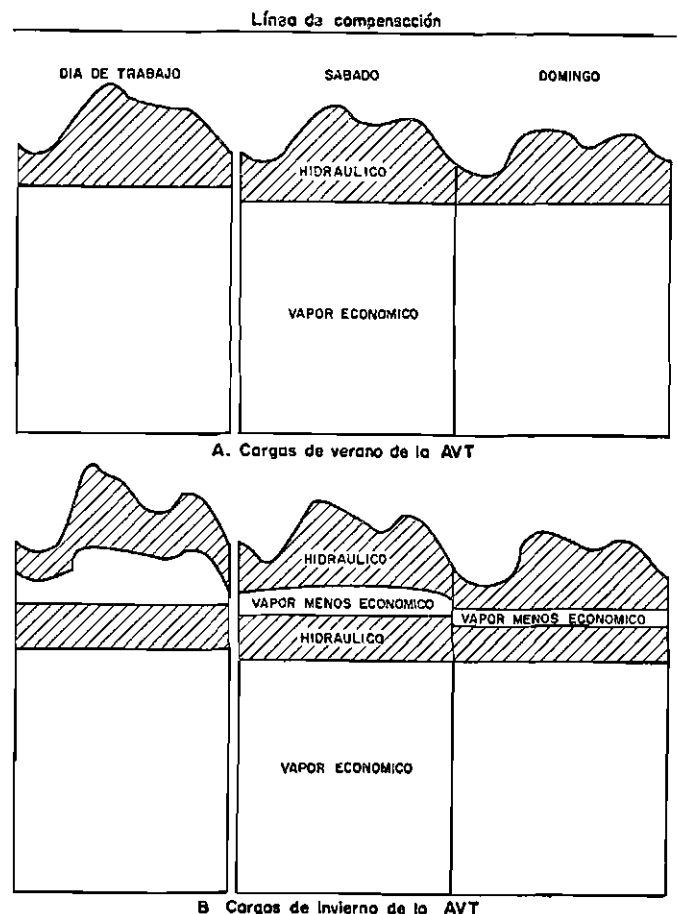
b) *Empleo complementario de la capacidad hidráulica y a vapor*

Cuando se cuenta tanto con capacidad hidráulica como a vapor, hay oportunidades para utilizar cada tipo con máxima eficiencia. Así puede verse en el gráfico II.

Las plantas a vapor más económicas se utilizan mejor cuando funcionan con carga básica, como lo indi-

**Gráfico II**

**EMPLEO COMPLEMENTARIO DE LA CAPACIDAD HIDRÁULICA Y DE VAPOR**





ca el gráfico II(A). Todas las unidades a vapor económicamente justificadas dentro de las condiciones actuales de almacenamiento hidráulico, deben funcionar a plena carga de eficiencia y con tanta continuidad como lo permitan sus necesidades de conservación.

Las centrales hidráulicas, con sus características favorables para su puesta en marcha y detención y para conducir cargas variables, están colocadas en el punto más alto de la curva de carga. Esto, ordinariamente, no significa operación en puntos de carga ineficientes. Por razones del menor tamaño promedio de las unidades hidráulicas, ellas pueden ajustarse a un programa en virtud del cual cada una es operada en su punto de máxima eficiencia, próximo a él, durante un tiempo (en horas) y de acuerdo con el agua disponible, ascendiendo o descendiendo en la curva de carga a medida que el abastecimiento de agua varía. Cuando los caudales son altos, es posible que algunas centrales necesiten funcionar continuamente, como lo ilustra el gráfico II(B).

La capacidad de reserva conectada y lista para la carga exigida por el sistema, es proporcionada con grandes ventajas por las centrales hidráulicas. En tanto que una unidad a vapor necesita cierta generación mínima con consumo ineficiente de carbón, el equipo hidráulico es capaz de funcionar como condensador sincrónico sin emplear agua. Además, un equipo de esta naturaleza puede detenerse y ponerse en marcha y tomar carga del sistema en unos tres minutos. Para aproximarse siquiera a ello, una unidad a vapor necesitaría un uso improductivo de combustible, a fin de mantener la caldera encendida y lista, así como abundante dotación de instrumentos (en la turbina) que le permitieran adquirir carga con prontitud y sin que fuertes gradientes de temperatura se tradujeran en consecuencias desastrosas.

Aun en los casos en que se deban emplear capacidades de punta generadas a vapor, con el objeto de complementar una insuficiente capacidad hidráulica y responder a la demanda máxima del sistema, las variaciones en estas plantas a vapor más costosas pueden reducirse a un mínimo, como se ve en el gráfico II(B). Cuando en tal caso las demandas máximas son estacionales o de corta duración anual, es posible emplear turbinas a gas u otras fuentes de gran flexibilidad; pero tienen el inconveniente de consumir combustible relativamente caro por un servicio de pocas horas. Las cargas susceptibles de suspensión de la AVT se emplean con propósitos parecidos.

#### 4. Despacho económico

En los últimos años, con el advenimiento de los computadores electrónicos de gran campo, ha sobrevenido un considerable adelanto en el campo de la carga económica, o despacho económico. Primordialmente, este campo de actividad permite la consideración refinada de las pérdidas por aumento de transmisión en la selección de fuentes generadoras. También permite a

las empresas de servicio público interconectadas determinar con mayor exactitud los márgenes de utilidad en la venta o intercambio de energía en los puntos de interconexión.

Los principios y procedimientos han sido perfeccionados hasta tal punto que tanto los computadores análogos como los digitales se emplean en diversas empresas de servicio público para un despacho económico de energía horario y aun continuo. La AVT adquirió recientemente un computador digital IBM 704, que se está usando para despacho económico, así como para muchos otros fines científicos y de elaboración de datos.

El principio fundamental de la carga económica consiste en entregar energía a los consumidores, al más bajo costo general, desde las fuentes abastecedoras de energía que estén funcionando en el momento. Esto se logra cuando el aumento de costo de la energía que se entrega es el mismo para todos los proyectos que no están operando a niveles máximos o mínimos.

Puesto que la mayor pérdida de transmisión asociada a la generación en determinada central está interrelacionada con la generación en todas las centrales, es casi innecesario decir que la solución de esta ecuación para numerosas centrales está en el empleo de un computador electrónico.

#### 5. Empleo de las interconexiones por la combinación económica de los sistemas

Los estudios anteriores han señalado las economías que se introducen por la coordinación de los diversos tipos de fuentes de energía y capacidad en un mismo sistema. En forma semejante, las explotaciones de dos o más sistemas pueden combinarse económicamente por medio del empleo de líneas de transmisión interconectadas, a través de las cuales es posible efectuar intercambios o ventas de energía. Estos enlaces pueden tener lugar entre sistemas que emplean diferentes voltajes, gracias al uso de autotransformadores, corrientemente colocados en el sistema de voltaje inferior.

##### a) Intercambios de energía

Pese a la circunstancia de que dos sistemas independientes interconectados pueden tener entre sí una limitada capacidad de transmisión, ello resultaría útil en la introducción de economías tales como la conservación de la energía hidráulica almacenada sobre un sistema mediante el excedente de energía de vapor originario de otro sistema. Un sistema con predominio del vapor siempre tendrá un excedente de capacidad y energía en las horas fuera de máxima. Durante este mismo período, un sistema predominantemente hidráulico con almacenamiento, a menudo puede estar en condiciones de reducir el empleo de la energía almacenada gracias a la inducción de la energía excedente de vapor del otro sistema. Cuando el valor del agua almacenada es mayor que el costo de producción y trans-

misión de la energía generada por combustible, pueden resultar de tales transferencias ciertas economías entre los dos sistemas. En algunos casos, será asunto de sustitución de una energía más económica producida a vapor en el sistema hidráulico con almacenamiento; en otros, puede ser una conversión de energía exterior de máxima a energía de máxima por medio de los embalses del sistema hidráulico. Las transacciones del sistema de la AVT con otros sistemas interconectados han sido, en el pasado, principalmente de la primera categoría.

#### b) *Intercambios de capacidad*

Uno de los grandes problemas de un sistema aislado consiste en la provisión de una capacidad de reserva. En todo momento, es conveniente tener por lo menos capacidad de reserva suficiente para emplearla a la menor interrupción que pueda ocurrir en el sistema. Dos o más sistemas de esta clase pueden, mediante suficientes interconexiones, compartir esta tarea con reservas combinadas más pequeñas que la suma de las que serían necesarias individualmente. Esto se

debe a la circunstancia de que las probabilidades de que ocurran grandes interrupciones simultáneas en ambos sistemas son mucho menores y disminuyen progresivamente a medida que el número de sistemas aumenta. Con sus muchas interconexiones con otros sistemas, la AVT tiene gran confianza en sus reservas de interconexión. Con funcionamiento paralelo de los muchos enlaces de transmisión y sistemas de control coordinado de carga, una falla súbita en cualquier sistema es subsanada de inmediato y automáticamente por la afluencia de energía desde los otros sistemas.

#### 6. *Conclusiones*

Muchas oportunidades para economía de explotación están al alcance de sistemas de energía compuestos de centrales hidráulicas (con almacenamiento), centrales a vapor e interconexiones con otros sistemas. Los medios para obtener algunas de estas economías son determinaciones bastante aproximadas. Otros procedimientos son tan complejos y peculiares que desafían los esfuerzos combinados del grupo de explotación de los sistemas.

# LA COMBINACIÓN DE LA CAPACIDAD GENERADORA HIDRÁULICA Y TÉRMICA SE TRADUCE EN BENEFICIOS ECONÓMICOS MÁXIMOS

por J. F. Pett \*

## Introducción

La literatura técnica abunda en estudios sobre las diversas fases por que atraviesa la economía de los sistemas de energía eléctrica. Sin embargo, parece existir un desconocimiento general acerca de los beneficios que se pueden obtener de la combinación adecuada de la capacidad generadora hidroeléctrica y térmica en la explotación de los sistemas de energía, ignorancia que no alcanza, naturalmente, a los ingenieros especializados.

A menudo se encuentran artículos en publicaciones profanas, que afirman dogmáticamente que la energía generada por centrales hidroeléctricas resulta más barata que la de las centrales térmicas. Casi siempre se analiza el tema como un problema de "hidroelectricidad *versus* termoelectricidad". El objetivo de este trabajo es poner de relieve que tanto la capacidad generadora hidráulica como la térmica desempeñan una determinada función específica dentro de un sistema de energía bien planeado.

### 1. Planeamiento de sistemas de aprovechamiento

El objetivo del planeamiento de sistemas de aprovechamiento, desde el punto de vista profesional, es garantizar la disponibilidad de una capacidad conveniente para conducir las cargas previstas con un costo total mínimo a largo plazo. El planeamiento debe contemplar también el empleo máximo de los recursos naturales de la zona, en la medida en que las condiciones económicas lo aconsejen. Entre estos recursos naturales se incluyen, por ejemplo, el potencial hidroeléctrico, los yacimientos de carbón y petróleo, el gas natural, el potencial humano y las instalaciones fabriles. Pero no debe olvidarse que su objetivo fundamental es proporcionar el servicio necesario a un costo mínimo.

### 2. Comparación de las magnitudes de la capacidad generadora hidráulica y térmica

En los artículos no técnicos donde se analiza la "hidroelectricidad *versus* la termoelectricidad", se destaca a menudo la importancia que reviste el tamaño de algunos de los proyectos hidroeléctricos planeados o de reciente construcción, y se da a entender que, en países

como Estados Unidos y la URSS, predomina (o falta poco para ello), la capacidad generadora hidroeléctrica. Las estadísticas disponibles indican, empero, que sucede todo lo contrario.

A fines de 1959, la capacidad instalada en los Estados Unidos era de 157 millones de kW, de los cuales 31 millones de kW, o sea, el 20 por ciento, se producían mediante generación hidráulica. De acuerdo con los cálculos que aparecen en *Electrical World* (septiembre 19, 1960), se están haciendo estudios pertinentes para aumentar la capacidad instalada, durante el período comprendido entre 1960-65, en más o menos 75 millones de kW, de los cuales 10 millones de kW (13 por ciento) serán de generación hidráulica. La Autoridad del Valle del Tennessee (AVT) es considerada con justa razón como un sistema hidroeléctrico extraordinario, no obstante que los dos tercios de su capacidad generadora, más de 10 millones de kW, provienen de unidades térmicas.

Podría pensarse que los países menos adelantados tendrían un porcentaje superior de capacidad hidroeléctrica al de Estados Unidos. Las cifras disponibles sobre la energía en la URSS indican que, en 1958, sólo alrededor del 20 por ciento de la capacidad instalada era producida por generación hidráulica. En la URSS se construyen en la actualidad, o están en vía de planeamiento, proyectos hidroeléctricos de gran envergadura, pero de los 60 millones de kW suplementarios cuya instalación está planeada para el año de 1965, sólo alrededor del 18 por ciento será producido por generación hidráulica.

No se dispone de datos globales comparativos para todos los países de América Latina; el *American and Foreign Power System* tenía, sin embargo, en 1958 una capacidad instalada total en América Latina de 1 500 000 kW, de los cuales el 36 por ciento era de generación hidráulica y el 64 por ciento de generación térmica.

Se observa que, aunque existen muchos grandes proyectos hidroeléctricos en explotación a través del mundo, no hay una tendencia generalizada hacia el predominio de la capacidad generadora hidráulica. No obstante esta circunstancia, se olvida o se ignora, en numerosas zonas de potencial hidráulico inexplorado, el hecho, ya comprobado en las regiones que están en una etapa superior del proceso de desarrollo, de que la combinación de la capacidad generadora hidráulica y térmica casi siempre se traduce en el máximo de beneficios económicos para una zona.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.9.

### 3. Necesidad de hacer un análisis detenido de las alternativas

Las cifras anteriores no han sido expuestas con el fin de demostrar que la generación de energía térmica es mejor que la generación de energía hidráulica. En ciertas zonas que carecen completamente de recursos hidráulicos, la energía térmica es la única solución posible en la actualidad. Otras zonas cuentan con un potencial hidroeléctrico extraordinario, pero las fuentes abastecedoras de combustible están ubicadas a gran distancia y el transporte del mismo resulta excesivamente costoso. En tales zonas la capacidad instalada será, durante muchos años, de tipo hidráulico. Sin embargo, en la mayor parte de las regiones del mundo, y, especialmente, en la mayoría de los países de América Latina, la elección entre generación hidráulica y generación térmica no es clara. Y no hay por otra parte una regla general que pueda aplicarse a cualquier época o lugar para establecer si la energía hidráulica es más barata que la energía térmica, o viceversa.

### 4. Posibles alternativas

Cada vez que se propone el aumento de la capacidad de un sistema, es imprescindible considerar todas las alternativas razonables de generación de energía por medios térmicos o hidráulicos. Generalmente se presentan muchas alternativas posibles. Por ejemplo, podría existir la posibilidad de considerar varios emplazamientos hidráulicos. Incluso habría varias alternativas de explotación para un emplazamiento hidráulico que aparece, evidentemente, como superior. Lo mismo sucede respecto a la generación térmica, provenga ésta de centrales a vapor, de motor diesel o de combustible nuclear. Es imperativo considerar también, de acuerdo con las condiciones de explotación inmediatas y futuras, si es preferible instalar una central para la atención de la carga fundamental o para la carga máxima.

Por otro lado, no basta con determinar la prioridad de la alternativa más conveniente por la etapa inmediata. En el análisis económico del sistema debe considerarse la forma en que la elección de la alternativa influye en el desarrollo planeado a largo plazo.

Por ejemplo, si se determina que para el aumento inmediato de la capacidad generadora es necesario introducir un aprovechamiento hidráulico, el análisis debe contemplar las suficientes proyecciones futuras que faciliten la determinación de la propiedad del diseño del proyecto hidroeléctrico que aparece como el más conveniente para la etapa siguiente, en el sentido de la conservación de sus ventajas al combinarse con aumentos futuros de la capacidad, sea ésta de tipo térmico o hidráulico. Sin duda alguna, cuando la elección inmediata recae sobre una capacidad de tipo térmico, es necesario aplicar estos mismos principios y hacer el mismo análisis en los planeamientos futuros.

Un programa de sistemas de aprovechamiento consiste, por lo general, en un esquema provisional de los

aumentos sucesivos de capacidad, etapa por etapa, durante un período de 5 a 10 años, o aún mayor. El análisis económico completo debe incluir la comparación de los costos de las secuencias alternativas de los aumentos de capacidad. En otras palabras, no se trata de comparar, desde el punto de vista económico, una central o unidad con otra central o unidad alternativa, sino un programa de aumentos sucesivos de capacidad con uno o varios programas alternativos. En la mayoría de los casos, en estos programas se incluyen los mismos proyectos, dispuestos en diferente orden de instalación. El reconocimiento de las ventajas que presenta la combinación de la capacidad generadora térmica e hidráulica es importante para la consideración realista de programas comparativos de tipo alterno.

### 5. Factores que deben considerarse en el análisis económico

Los factores más importantes son, por su evidencia, los costos. Aquí se incluyen el costo del capital invertido en la central y el costo de su explotación y conservación, más las correspondientes instalaciones de transmisión y de subestaciones. Conviene expresar estos costos sobre una base anual. El costo comparativo anual resulta de la suma de los "cargos fijos" sobre la nueva inversión de capital necesaria para la realización del programa, además del costo anual de explotación y conservación. Si la comparación abarca varios años y aparece una diferencia notoria entre los costos, hay que determinar el "valor actual" de los programas alternativos. Se emplea esta terminología, no muy adecuada, para expresar la necesidad de actualizar el valor de los gastos calculados en una fecha determinada, recomendándose como la más conveniente la del año inicial de la comparación, única manera de cotejar efectivamente el costo real de los programas alternativos.

Otros factores importantes son las características de la carga, incluyendo la tasa anual de crecimiento, el tipo de carga del sistema, (diario, estacional o anual) y la forma de la curva de carga, es decir, sus variaciones horarias, diarias y estacionales en relación con la carga anual máxima por hora.

Es muy importante evaluar las características físicas de los aumentos alternativos de la capacidad. En los sistemas para aprovechamiento de potencia hidráulica, estas características incluyen las fluctuaciones del caudal, las posibilidades de almacenamiento de regulación diaria y de reserva, y las posibilidades alternativas del diseño de proyectos.

El método más económico y conveniente de suministrar generación térmica depende del tipo y magnitud de la carga y del costo de transporte del combustible. A continuación, se indican los tipos de centrales térmicas, solas o en combinación con otras, o combinadas con centrales hidroeléctricas, que representan posibles alternativas y que deben, por lo tanto, ser estudiadas con detenimiento antes de tomar una decisión final.

- a) Presión-temperatura alta, con equipo generador accionado por turbinas a vapor de alta eficiencia.
- b) Presión-temperatura mediana, con unidades generadoras accionadas por turbinas a vapor para atender "puntas de carga".
- c) Turbinas a gas, regeneradoras o de ciclo simple.
- d) Motor diesel de baja velocidad, para servicio pesado.
- e) Unidad generadora accionada a motor diesel, de alta velocidad, fijo o móvil.

Es fácil darse cuenta de la necesidad de hacer un estudio acucioso y, frecuentemente, agotador de todos los programas alternativos que se ofrecen como los más convenientes, antes de decidirse por aquel que presente mayores ventajas.

### 6. Efecto de la capacidad térmica adicional sobre el aprovechamiento de un recurso hidráulico

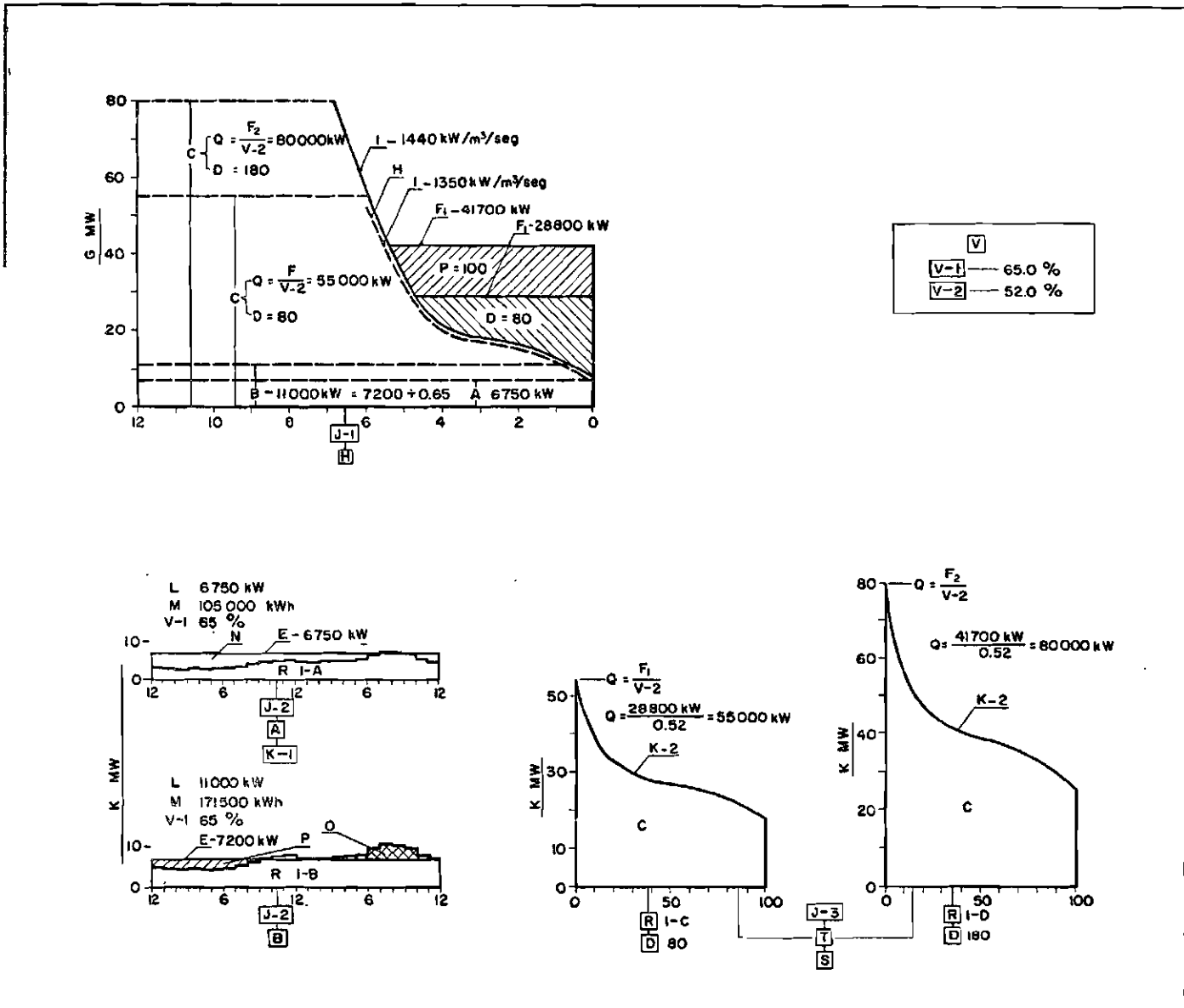
El ejemplo siguiente muestra cómo puede aprovecharse

se en forma más completa y económica el potencial de un emplazamiento hidráulico marginal de tamaño mediano, cuando se ha planeado en combinación con una capacidad térmica adicional. Es obvio que no se pueden lograr economías similares para todos los emplazamientos hidráulicos. Sin embargo, las ventajas económicas indicadas confirman suficientemente los resultados obtenidos en estudios similares para sugerir la conveniencia de analizar los efectos de la capacidad térmica adicional.

Las cifras sobre la capacidad y los cálculos de costo empleados en el ejemplo siguiente, fueron adaptados, con modificaciones leves, de una reciente investigación sobre un proyecto de instalación de una central hidroeléctrica de tamaño mediano, como complemento de un sistema de generación exclusivamente térmico.

Este proyecto hidroeléctrico aprovecha una altura de caída de 185 m y la altura de la presa de derivación depende del almacenamiento necesario para la regula-

Gráfico I



ción diaria. El río arrastra una gran cantidad de piedras y arena durante la estación de las crecidas y es probable que sea necesario construir un desarenador. Se han estudiado varias disposiciones alternativas. La que aquí se analiza es la de una central hidroeléctrica subterránea. Un conducto de aducción vertical de 2.75 m de diámetro interno unirá la bocatoma con la casa de máquinas subterránea. La descarga volverá al río a través de un túnel de escape de libre escurrimiento y de 2.8 km de largo y 4.5 m de diámetro interno. El acceso a la central se hará a través de un túnel inclinado. Los cables de energía saldrán del túnel de acceso a un patio de distribución ubicado en la cercanía de la boca del túnel. Probablemente, la instalación consistirá en 4 generadores de 12 500 kW accionados por turbinas verticales Francis. La línea de transmisión recorre 150 km hasta el centro de consumo.

Entre las otras disposiciones consideradas se contempla una central montada totalmente en la superficie y una central combinada, parte de ella en la superficie y otra en el subterráneo. La elección final de una de las tres centrales dependerá de los resultados de las nuevas exploraciones subterráneas y del análisis minucioso de los costos.

Para los fines del presente estudio, se ha verificado el análisis del proyecto sin tener en cuenta las características del sistema de interconexión. En el gráfico I se representa la capacidad obtenible del proyecto propuesto, para cuatro proyectos alternativos de aprovechamiento, considerando que el proyecto funcionará independientemente de otras fuentes de abastecimiento de energía, es decir, como una nueva fuente energética para atender un nuevo consumo.

En la esquina superior izquierda del gráfico I aparece una curva de duración de la potencia para el año crítico de caudal mínimo. La energía primaria mínima crítica, que determina la capacidad de carga del proyecto, aparece indicada en el gráfico a través de cuatro planes de aprovechamiento de los proyectos, a saber:

A. Proyecto de caudal de pasada, sin almacenamiento para reserva ni para regulación.

B. Plan de almacenamiento para regulación diaria.

C. Plan de almacenamiento para reserva — Volumen utilizable de 180 millones de m<sup>3</sup>.

D. Plan de almacenamiento para reserva — Volumen utilizable de 180 millones de m<sup>3</sup>.

Los cuatro diagramas restantes representan las curvas de carga para períodos críticos de cada uno de los planes anteriores. En cada curva la carga horaria máxima es igual a la capacidad del proyecto, capacidad instalada que se supone igual a la capacidad de atención de la central.

Los diagramas 1-A y 1-B indican las curvas de carga diaria, con un factor de carga del 65 por ciento. Para el proyecto que aprovecha el caudal de pasada y el plan de almacenamiento de regulación diaria, la capacidad firme está determinada por el caudal disponible en el día de intensidad mínima. En el plan 1-A sin regulación, la capacidad firme equivale a la potencia

mínima, que, para este proyecto, es de 6 750 kW (5.0 m<sup>3</sup>/seg a una altura de caída de 168 m). En el plan 1-B, con regulación diaria, la capacidad firme, está determinada por la energía total disponible en el día de caudal mínimo, empleado en las diversas cargas horarias de ese día. La energía primaria es algo superior a la del plan 1-A, debido a la mayor altura de caída que se produce a causa de la presa de mayor altura que se necesita para obtener el almacenamiento de regulación necesario. La energía primaria es de 7 200 kW y la capacidad del proyecto es  $7\,200 + 0.65 = 11\,000$  kW.

Ambos planes se traducen en proyectos muy pequeños, en un aprovechamiento ínfimo del recurso disponible y en un alto costo por kW de capacidad. Las cifras más importantes para los cuatro planes aparecen en el cuadro de la página siguiente.

El almacenamiento estacional aumentará apreciablemente la capacidad del proyecto. La topografía del proyecto verdadero, de donde se han adaptado estos ejemplos, no favorece un gran almacenamiento en la presa de derivación. No obstante, aproximadamente 20 km río arriba existe un emplazamiento apropiado de almacenamiento, y entre los objetivos de nuestro estudio se considera el aprovechamiento de este sitio para los fines de almacenamiento. No se toma en consideración la capacidad adicional que se puede instalar en la presa de almacenamiento, en los siguientes casos:

En el diagrama de duración de la energía del gráfico I se muestra la potencia primaria estacional regulada para dos hipótesis respecto de la cantidad de almacenamiento suministrado susceptible de utilización, 80 y 180 millones de m<sup>3</sup>.

El diagrama 1-C representa una curva de duración de carga estacional para la hipótesis de un almacenamiento de 80 millones de m<sup>3</sup>. La potencia primaria es de 28 800 kW y la capacidad de carga, con un factor de carga estacional de 52 por ciento, es de 55 000 kW.

El diagrama 1-D representa una curva de carga similar para el almacenamiento de 180 millones de m<sup>3</sup>, traducido en una capacidad de 80 000 kW.

Las cifras correspondientes a la capacidad y costo de estos planes aparecen en la tabulación del cuadro de la página siguiente.

Los principios ilustrados por el gráfico I son de fácil comprensión y los cuatro planes se presentan exclusivamente con el propósito de servir de base para el ejemplo siguiente, el cual se refiere a la medida en que se puede mejorar cada uno de ellos mediante la combinación del proyecto hidráulico con capacidad térmica complementaria.

Los gráficos II, III, IV y V muestran los resultados que se obtienen al combinar 50 000 kW de capacidad térmica con los recursos hidráulicos de cada uno de los planes de aprovechamiento descritos en el gráfico I. También se indican en el cuadro los costos y capacidades comparativos. La cantidad de capacidad térmica de 50 000 kW se eligió en forma arbitraria. Es

COMPARACIÓN O ALTERNATIVA DE LOS EFECTOS DE COMBINAR DIFERENTES PROYECTOS HIDRAULICOS  
CON CAPACIDAD TERMICA Y COSTO COMPARATIVO POR UNIDAD PRODUCIDA

Unidad		Sólo hidráulica				Hidráulica y térmica				
		Plan con aprovechamiento del caudal de pasada	Plan con almacenamiento para regulación	Planes con almacenamiento para reserva		Capacidad térmica 50 MW con punta de carga 40 MW de carga ordinaria				
				1-C	1-D	Plan con aprovechamiento del caudal de pasada	Plan con almacenamiento para regulación	Planes con almacenamiento para reserva		
		1-A	1-B	1-C	1-D	2-A	2-B	2-C	2-D	
<i>Proyecto</i>										
1	Capacidad de almacenamiento para regulación . . . . .	millones de m <sup>3</sup>	0	0.06	0.30	0.44	0	0.24	0.69	0.86
2	Capacidad de almacenamiento para reserva . . . . .	millones de m <sup>3</sup>	0	0	80	180.0	0	0	80	180
3	Altura de la presa . . . . .	m	10	22	22	22	10	22	22	22
4	Altura media de caída . . . . .	m	169	180	180	180	169	180	180	180
5	Tasa hidráulica (8 × 4) . . . . .	kW/cm	1 350	1 440	1 440	1 440	1 350	1 440	1 440	1 440
6	Caudal mínimo regulado . . . . .	cm	5.0	5.0	20.0	29.0	5.0	5.0	20.0	29.0
7	Potencia hidráulica primaria regulada (5 × 6) . . . . .	kW	6 750	7 200	28 800	41 700	6 750	7 200	28 800	41 700
8	Factor de carga crítico para la determinación de la capacidad . . . . .	%	—	65.0	52.0	52.0	—	65.0	52.0	52.0
9	Capacidad firme de punta de carga hidráulica y térmica . . . . .	kW	6 750	11 000	55 000	80 000	56 750	78 000	130 000	157 000
10	Capacidad hidráulica que se requiere para instalar . . . . .	kW	6 750	11 000	55 000	80 000	6 750	28 000	80 000	107 000
11	Energía hidráulica disponible en el año promedio . . . . .	millones de kW	59.2	94.0	376.0	488.0	59.2	225.0	488.0	555.0
12	Energía generada anualmente en el año de carga horaria máxima igual a la capacidad del sistema -									
13	Energía hidráulica aprovechable . . . . .	millones de kW	29.6	48.2	242.0	352.0	59.2	225.0	488.0	555.0
14	Energía térmica . . . . .	millones de kW	—	—	—	—	189.3	117.0	82.0	133.0
15	(con un factor de carga del 50 por ciento) Total . . . . .	millones de kW	29.6	48.2	242.0	352.0	248.5	342.0	570.0	688.0
16	Costo calculado del proyecto y costo por kW									
17	Central hidroeléctrica (incluida la transmisión y el almacenamiento para reserva) . . . . .	miles de dólares	6 700	7 650	23 600	32 400	6 700	11 500	30 200	39 600

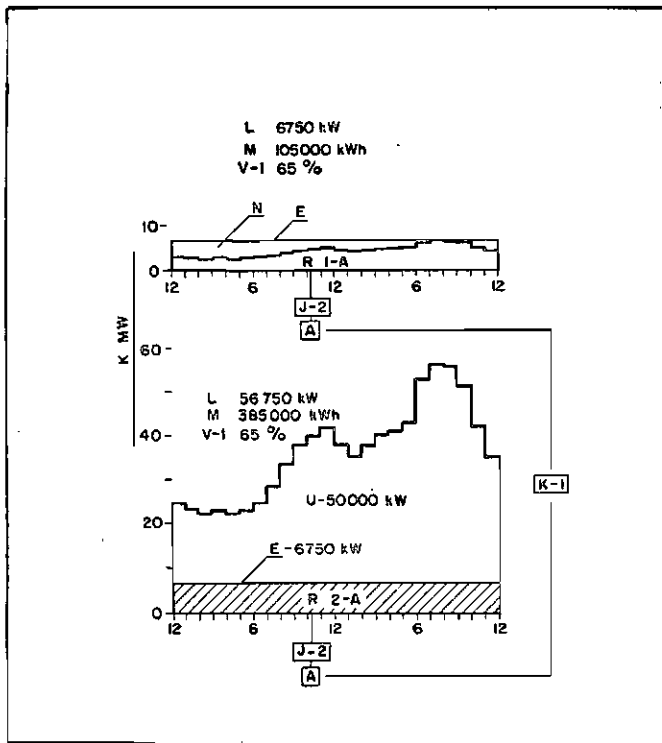
(Continúa)

COMPARACIÓN O ALTERNATIVA DE LOS EFECTOS DE COMBINAR DIFERENTES PROYECTOS HIDRÁULICOS  
CON CAPACIDAD TÉRMICA Y COSTO COMPARATIVO POR UNIDAD PRODUCIDA

Unidad		<i>Sólo hidráulica</i>				<i>Capacidad térmica 50 MW con punta de carga 40 MW de carga ordinaria</i>				
		<i>Plan con aprovecha- miento del caudal de pasada</i>	<i>Plan con almacena- miento para regulación</i>	<i>Planes con almacena- miento para reserva</i>		<i>Plan con aprovecha- miento del caudal de pasada</i>	<i>Plan con almacena- miento para regulación</i>	<i>Planes con almacena- miento para reserva</i>		
				1-A	1-B			1-C	1-D	2-A
18	Costo por kW instalado . . . . .	dólares/kW	992	695	429	405	992	411	377	370
19	Central térmica (220 dólares por kW) . . . . .	miles de dólares	—	—	—	—	11 000	11 000	11 000	11 000
20	Total hidroeléctrico y térmico . .	miles de dólares	—	—	—	—	17 700	22 500	41 200	50 600
21	Costo por kW (hidroeléctri- co y térmico) . . . . .	dólares/kW	—	—	—	—	312	288	317	322
<i>22 Costo medio anual de generación</i>										
23	Energía hidroeléctrica - Gastos fi- jos anuales (11.2 %) . . . . .	miles de dólares	755	860	2 650	3 640	755	1 295	3 400	4 450
24	- Explotación y conservación . .	miles de dólares	50	65	225	310	50	120	310	410
25	- Total . . . . .	miles de dólares	805	925	2 875	3 950	805	1 415	3 710	4 860
26	Costo de producción por kWh	milésimos de dólar/kWh	27.2	19.2	11.9	11.2	13.6	6.3	7.6	8.8
27	Energía térmica - Gastos fijos anuales (11.4 %) . . . . .	miles de dólares	—	—	—	—	1 255	1 255	1 255	1 255
28	- Explotación y conservación (9 milésimos de dólar/kWh)	miles de dólares	—	—	—	—	1 700	1 050	735	1 195
29	Total . . . . .	miles de dólares	—	—	—	—	2 955	2 305	1 990	2 450
30	Costo de producción por kWh . . . . .	milésimos de dólar/kWh	—	—	—	—	15.6	19.7	24.3	18.4
31	Costo total de generación de ener- gía hidroeléctrica y térmica . .	miles de dólares	—	—	—	—	3 760	3 720	5 700	7 310
32	Costo de producción por kWh . . . . .	milésimos de dólar/kWh	—	—	—	—	15.1	10.9	10.0	10.6



Gráfico II

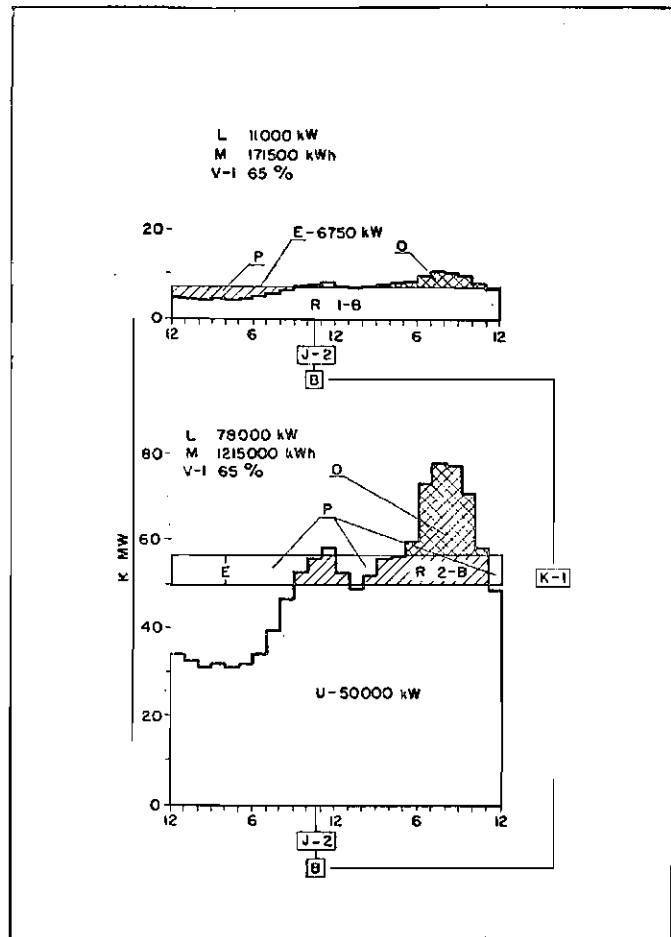


evidente que la cantidad más ventajosa debería ser diferente para cada uno de los cuatro planes hidráulicos.

El gráfico II muestra el proyecto hidráulico puro que aprovecha el caudal de pasada, como aparece en el gráfico I, y también en combinación con 50 000 kW de potencia procedente de fuentes térmicas. La única ventaja que presenta para la energía hidráulica su combinación con la térmica es el empleo de una mayor cantidad de la potencia hidroeléctrica disponible para atender la mayor carga. Incluso si la capacidad hidroeléctrica instalada se limita a 6 750 kW, el costo de producción hidroeléctrica por kWh se reduce aproximadamente en un 50 por ciento. Si se duplica o triplica la capacidad instalada, no aumenta la capacidad del sistema combinado bajo condiciones mínimas de agua, pero la cantidad de energía hidráulica utilizable aumenta, disminuyendo aún más el costo de producción por kWh. Mediante el estudio correspondiente se determinaría el tamaño de la instalación hidroeléctrica, que se traduce en un costo mínimo de energía por kWh, producida por la combinación de generación hidroeléctrica y térmica.

En el gráfico III se compara el proyecto de almacenamiento de regulación con y sin capacidad térmica complementaria que aparece en el diagrama 1-B. Si el almacenamiento de regulación es suficiente, se puede aumentar la cantidad de capacidad hidráulica justificable de 11 000 kW sin capacidad térmica adicional a 28 000 kW con capacidad térmica adicional. El costo unitario de generación hidráulica instalado disminuye de 695 dólares por kW para 11 000 kW, a 411 dólares por kW para 28 000 kW. El costo del

Gráfico III



aumento de la capacidad hidroeléctrica en 17 000 kW es de 3 850 000 dólares, lo que representa 226 dólares por kW. La energía total disponible en el proyecto más pequeño es de 94 millones de kWh, de los cuales sólo se podrían emplear 48 millones en la atención de una carga de 11 000 kW. El proyecto de mayores dimensiones podría producir 225 millones de kWh, utilizables totalmente en carga, en combinación con producción térmica.

El costo de producción hidráulica por kWh es de 19.2 milésimos de dólar, en tanto que al combinarlo con producción térmica sólo es de 6.3 milésimos de dólar. Ahora, el costo de producción combinado es 10.9 milésimos de dólar por kWh.

El gráfico IV representa el proyecto 1-C con un almacenamiento de 80 millones de metros cúbicos, con y sin capacidad térmica complementaria. En este caso, la capacidad firme hidráulica aumenta de 55 000 a 80 000 kW debido a la adición de una fuente térmica. El costo por kW de capacidad hidráulica disminuye de 429 a 377 dólares por kW. El costo de producción hidroeléctrica utilizable disminuye de 11.9 a 7.6 milésimos de dólar por kWh, y el costo de producción de energía combinada es de 10 milésimos de dólar por kWh.

El gráfico V es similar al gráfico IV, excepto que

Gráfico IV

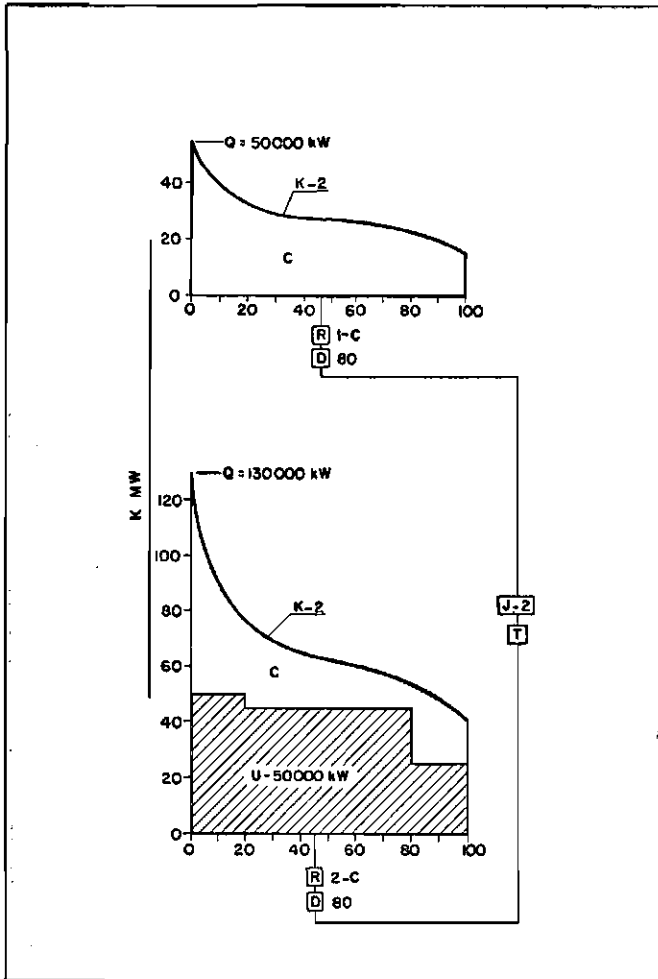
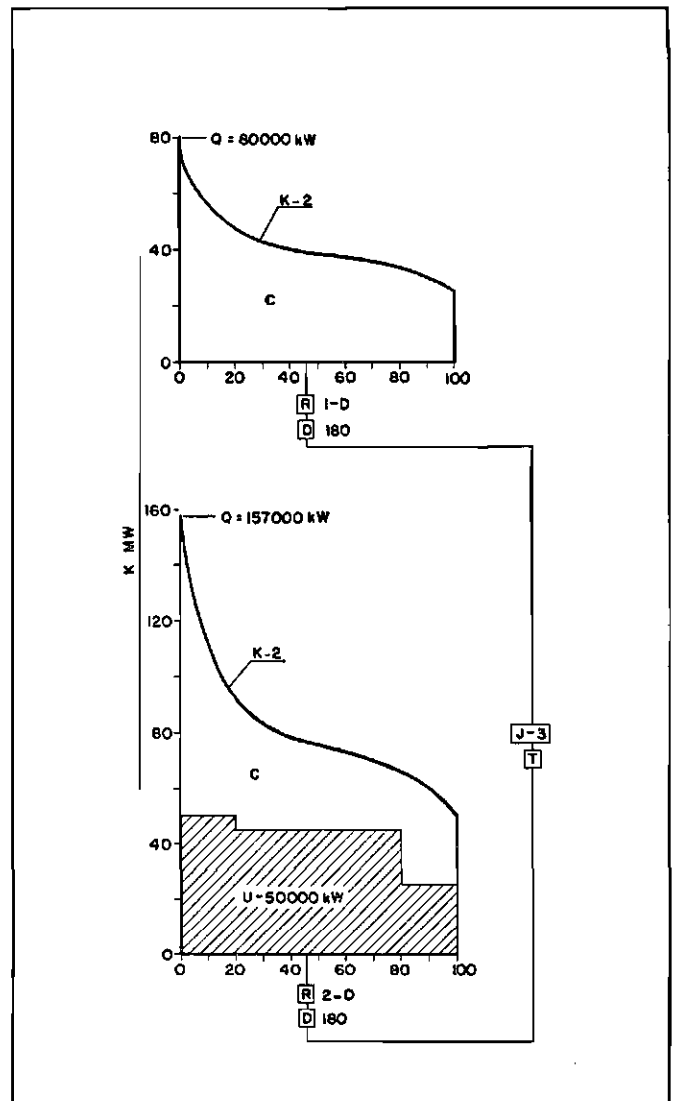


Gráfico V



el almacenamiento aumenta desde 80 a 180 millones de metros cúbicos. La capacidad hidráulica a firme aumenta de 80 000 a 107 000 kW. El costo por kW instalado disminuye de 405 a 370 dólares por kW. El costo de producción de la hidroelectricidad disminuye de 11.2 a 8.8 milésimos de dólar por kWh, y el costo de producción conjunta de hidroelectricidad y termoeléctricidad es de 10.6 milésimos de dólar por kWh.

En resumen, resulta que las posibilidades de aprovechamiento de este emplazamiento hidráulico son mucho mayores y el costo unitario de producción, me-

nor, si se le explota en combinación con una capacidad térmica. Como podrá apreciarse, el proyecto que más se beneficia con esto es aquel que no prevé almacenamiento. Esto se debe a que, en cierta medida, el almacenamiento y la capacidad térmica desempeñan la misma función: estabilizar la capacidad hidráulica, en períodos de escasez de agua.

Proyecto	Capacidad hidráulica firme y costo por kW instalado		Costo del aumento de la capacidad de una central hidroeléctrica (Dólares por kW)
	Hidráulica	Hidráulica y térmica	
Pequeño almacenamiento para regulación, sin almacenamiento de reserva . . . . .	11 MW a 695 dólares	28 MW a 411 dólares	222
Almacenamiento para reserva (m <sup>3</sup> ):			
80 millones . . . . .	55 MW a 429 dólares	80 MW a 377 dólares	264
100 millones . . . . .	80 MW a 405 dólares	107 MW a 370 dólares	266

Entre paréntesis, es necesario proceder a un nuevo análisis a fin de determinar la cantidad más económica de almacenamiento de cada uno de los proyectos anteriores. Este análisis debe basarse en cálculos más acuciosos del costo del embalse y debe tener en cuenta la capacidad y la energía que hay que obtener de una central hidráulica suplementaria que utilice la altura de caída disponible en la presa de almacenamiento.

Vale la pena señalar que estos proyectos no representan proposiciones alternativas para satisfacer determinadas necesidades de capacidad, en razón de que la capacidad de cada proyecto es muy diferente. Se exponen con el objeto de mostrar, mediante las comparaciones que aparecen en los gráficos II, III, IV y V, que cada uno de los proyectos de aprovechamiento hidráulico podría mejorar notablemente si se estudiará cómo combinarlos con los de capacidad térmica.

En un caso real, en que las alternativas que se estudian para la complementación de un sistema son "totalmente hidráulicas versus hidráulico-térmicas", las conclusiones dependen, en gran medida, de cinco factores, a saber:

a) La magnitud relativa del proyecto hidráulico en relación con las necesidades de carga del sistema.

b) Si el sistema existente es predominantemente hidráulico o térmico.

c) El monto del costo inicial de construcción del proyecto hidráulico en relación al costo definitivo, considerando que la instalación total se realice por etapas.

d) El costo del combustible para las centrales térmicas.

e) La magnitud del año mínimo de capacidad hidráulica firme en relación a la producción media de energía hidráulica.

Estos son los factores aritméticos principales que conducen, de una u otra manera, a la determinación que se adopte. Como se indica más adelante, hay otras consideraciones que pueden tener gran influencia sobre las conclusiones finales, aunque no todas ellas son susceptibles de un análisis matemático.

Los resultados de las comparaciones anteriores sólo tienen validez si se consideran los diversos costos —mencionados anteriormente— de construcción, cargos fijos, explotación y conservación. El monto relativo de los diversos elementos del costo variará de acuerdo con el tiempo, lugar y tipo del trabajo.

En el caso de un estudio concreto, sería conveniente determinar qué combinación de energía hidráulica almacenada y de energía térmica se traduce en la estabilización más económica de la capacidad hidráulica, estableciendo en seguida la proporción óptima entre la producción basada en la energía hidráulica almacenada y en la energía térmica.

Otro ejemplo excelente de los beneficios que se obtienen de la combinación de la capacidad hidráulica y térmica es un proyecto dotado de una altura de caída de 275 metros, estudiado recientemente. Está ubicado a gran distancia de cualquier zona de grandes consumos. El pequeño curso de agua que alimenta

al sistema tiene muy poco caudal durante los tres o cuatro meses de la estación seca. Probablemente, una vez cada cinco años, el caudal mínimo alcanza a 3.5 m<sup>3</sup>/seg. Sólo es posible suministrar, a un elevado costo, el almacenamiento para regulación semanal que permitiría aumentar el caudal mínimo utilizable a 4.7 m<sup>3</sup>/seg, equivalente a una energía primaria de 10 300 kW. La naturaleza del terreno impide el almacenamiento estacional a un costo bajo. Si este proyecto se explota independientemente de otras fuentes de energía para atender un consumo con un factor de carga de 68 por ciento, debería tener una capacidad de 15 200 kW.

A una distancia de transmisión de 130 km existe una zona de consumo atendida por un sistema exclusivamente térmico, cuya carga de atención en 1965 deberá alcanzar a 90 000 kW. No existen emplazamientos hidráulicos importantes ubicados a menos distancia del señalado anteriormente. Se tiene el propósito de aprovechar este sitio para atender la zona de gran consumo y aquellas otras de consumos menores ubicadas en las cercanías del proyecto.

En combinación con la capacidad térmica actual del sistema, el proyecto hidráulico puede trabajar en la punta de carga con un factor de carga de aproximadamente 25 por ciento y una capacidad firme, en el año más seco, de 38 000 kW. El costo calculado, incluyendo las instalaciones para transmisión, es de 13 millones de dólares, equivalente a 342 dólares por kW de capacidad firme. Esto se equipara a un costo calculado de 7 500 000 dólares para una central de 15 000 kW (500 dólares por kW), que es la instalación máxima que se justificaría en el presente si la central se explotara independientemente de la gran capacidad y carga térmica actuales.

Otra circunstancia de gran valor es que el abastecimiento medio de agua con que cuenta la central hidroeléctrica es mucho mayor que el caudal mínimo de la estación seca. La instalación proyectada de 38 000 kW contaría con agua suficiente para funcionar, al máximo de su capacidad, en forma ininterrumpida durante 6 meses en el año promedio y su factor de planta para este año sería aproximadamente del 80 por ciento. Debido al tamaño del sistema térmico al cual sería interconectada, la producción hidroeléctrica total sería utilizable en carga tan pronto como la central entrara en servicio.

Otro caso que se puede citar como ejemplo de la forma en que la capacidad térmica contribuye al empleo máximo de un recurso hidráulico, es el de la central hidroeléctrica de 36 000 kW que, primitivamente, formaba parte de un sistema totalmente hidroeléctrico, con una capacidad total instalada de alrededor de 45 000 kW. Debido a la acumulación de sedimento en el estanque de almacenamiento de esta central y a la derivación de los caudales desde algunas de las otras centrales, la capacidad firme de esta planta se ha visto reducida al 53 por ciento de la capacidad instalada. Introducciones sucesivas de capacidad tér-

mica han estabilizado su capacidad, durante la estación seca, al 100 por ciento de su capacidad instalada. La mayor capacidad de carga resultante de estos aumentos sucesivos permite ahora el empleo de un gran bloque de energía hidráulica de la estación lluviosa, que antes no se utilizaba, para reemplazar la generación termoeléctrica durante dicha estación.

Otro caso digno de considerarse es el de un sistema pequeño totalmente hidráulico, formado por tres centrales con posibilidades muy limitadas de almacenamiento de regulación. Las características del caudal son tales que, bajo condiciones de estiaje extremo durante varios meses del año, la capacidad segura era alrededor del 60 por ciento de la capacidad instalada. La instalación sucesiva de capacidad diesel ha hecho que resulte económica la reconstrucción de la central hidroeléctrica más pequeña (casi anticipada), cuya instalación primitiva era de 1 200 kW, y una capacidad firme de más o menos 500 kW. Una vez terminada la reconstrucción, esta central tendrá una capacidad firme de 3 000 kW y la capacidad durante el estiaje será igual a la capacidad instalada total.

El desenvolvimiento de los sistemas de energía a través del mundo se ha ceñido, por lo general, a una modalidad similar. Al comienzo, cuando las centrales eran accionadas por fuerza hidráulica, eran pequeñas en razón del volumen también pequeño de los consumos. En lo posible, se las instalaba cerca de los centros de consumo con el objeto de disminuir los costos de transmisión y, por lo general, utilizaban los mejores emplazamientos disponibles, no siendo raro el aprovechamiento de sólo la parte óptima de emplazamientos potencialmente mayores. Tan pronto como se hicieron necesarias cantidades superiores de energía, la provisión de emplazamientos hidráulicos baratos cerca de los centros de consumo terminó por agotarse. Las alternativas eran emplear emplazamientos hidráulicos más caros, capaces de producir cantidades mayores de electricidad que las requeridas por el consumo, o bien, recurrir a plantas térmicas más pequeñas. Es indudable que la última alternativa resultaba ventajosa en la mayoría de los casos en esta etapa del desarrollo, porque estabilizaba la capacidad hidráulica actual, permitía la absorción de la energía hidráulica que anteriormente era de importancia secundaria y facilitaba, en fin, la conservación de los recursos financieros del sistema de energía que, con frecuencia, eran bastante limitados.

En algunos lugares, por carencia de pequeños emplazamientos hidráulicos favorables, se eliminaba la primera etapa de la modalidad mencionada. Las primitivas centrales instaladas en esas regiones eran de tipo térmico, y, a menudo, estaban aisladas y eran accionadas a motor diesel.

Los nuevos aumentos de los consumos, la ampliación de las zonas de servicios y la interconexión gradual de los sistemas contribuyeron a infundirles atractivo a emplazamientos hidráulicos que anteriormente se consideraban demasiado grandes o lejanos, o que

exigían la inversión de cuantiosos recursos financieros. A medida que se ampliaban los sistemas, se multiplicaron las alternativas que podían considerarse para las etapas sucesivas de ampliación. Fue posible introducir mayores economías. En esta etapa, la elección entre energía hidráulica y térmica se basaba en las condiciones individuales que regían para cada caso. Con frecuencia, se dio el caso de que una compañía estuviese levantando centrales hidroeléctricas y térmicas, por considerar que esa combinación ofrecía mayores ventajas desde el punto de vista económico.

Todavía existen muchas regiones donde las necesidades de energía no son lo suficientemente grandes como para justificar el gasto inicial que exige la instalación de un proyecto hidráulico importante, que, en último término, será de bajo costo. En estas zonas se obtienen grandes ventajas de la instalación de una capacidad térmica provisional, porque permite conservar el total de los recursos naturales, especialmente si la instalación térmica complementa la capacidad hidráulica existente.

#### *7. Otros factores que deben considerarse en el planeamiento del sistema*

Existen, además, muchos otros factores, la totalidad o una parte de los cuales deben tenerse en cuenta en cada estudio particular, pero que no han sido considerados en los ejemplos simplificados anteriores. Se pueden citar los siguientes:

a) Consultar una capacidad de reserva para interrupciones accidentales y programadas.

b) Un mercado para la energía secundaria.

c) No coincidencia de la punta de carga del sistema con la capacidad hidráulica mínima (diversidad de carga-caudal).

d) La frecuencia con que se presentan los años críticos de aguas bajas.

e) El empleo de la capacidad térmica en resguardo de la posibilidad de que se presenten de vez en cuando años con un caudal inferior al empleado como base del diseño en el proyecto hidráulico.

f) División de los costos entre desembolsos nacionales y extranjeros.

g) Probabilidades futuras de interconexión de sistemas de energía.

h) Programación de la explotación de las unidades térmicas a fin de que la producción total del sistema resulte más eficiente.

i) Programación del aprovechamiento del agua almacenada en los años en que el caudal es superior al caudal mínimo.

j) La disponibilidad de recursos financieros limitados.

k) Disponibilidad de divisas extranjeras para la importación de la provisión de combustible, actual y futura.

l) Los efectos de la inflación sobre las comparaciones de costos.

No pueden dejar de considerarse, al comparar la capacidad hidráulica con la capacidad hidráulica combinada con la térmica, los factores enumerados del *a)* al *e)* y los del *j)* y *k)*.

### 8. Conclusiones

Se presentan situaciones en que la elección de la próxima etapa importante en la expansión de la capacidad de un sistema es evidente, o en las que, por lo menos, se requiere comparar unas cuantas alternativas simples. Pero, con mayor frecuencia, la selección exige un análisis detenido de los diversos programas alternativos, ya que en cada programa se consultan sucesivas introducciones de capacidad durante un período de 10 años o más. Varios factores deben considerarse, entre los cuales figuran los costos, las características de la carga, los tipos de central, el diseño y disposición interna de la planta, los problemas de explotación y conservación, y las consideraciones de orden financiero, que el ingeniero no puede ignorar.

El objetivo del planeamiento de la explotación de un sistema debería ser el aprovechamiento máximo de los recursos naturales de una zona, pero sólo en el grado en que encuadre dentro de la economía general. Es posible que el dinero necesario para el desarrollo de la energía tenga igual importancia para el desarrollo de otros recursos naturales. Para cualquier proyecto hidroeléctrico concreto existe una determina-

da capacidad instalada que se traducirá en un costo unitario mínimo por unidad producida. Como se señala en los ejemplos analizados en este documento, cuando se desarrolla un proyecto hidroeléctrico para su explotación conjunta con una central térmica complementaria, la capacidad hidroeléctrica instalada, que se traducirá en la economía total máxima, será siempre mayor que si se planea independientemente; y el costo por unidad de energía hidroeléctrica y por unidad de energía producida por el sistema será menor.

Aunque el análisis indique que las etapas sucesivas de introducción de capacidad en el futuro deberían ser hidráulicas, es conveniente determinar en qué medida el diseño del proyecto actual debería contemplar la futura materialización de las ventajas de la probable capacidad térmica suplementaria final.

La historia del desenvolvimiento de la energía a través del mundo y el desarrollo previsible de mejores fuentes de energía térmica y de una mayor eficiencia en la explotación de las centrales, sólo permiten concluir que, en la mayoría de los sistemas, en última instancia predominará la energía térmica.

Por tanto, se recomienda, primero, no considerar jamás que la hidroelectricidad y la termoelectricidad son alternativas que se excluyen mutuamente, y, segundo, que la planificación del desarrollo hidráulico deberá incluir el estudio de los beneficios adicionales provenientes del proyecto hidroeléctrico debido a la instalación de capacidad térmica suplementaria.

### CLAVE DE LOS SÍMBOLOS EMPLEADOS EN LOS GRÁFICOS

(A)	Central hidroeléctrica con aprovechamiento del caudal de pasada	(K-2)	Curva de carga - Estacional
(B)	Central hidroeléctrica con almacenamiento para regulación	(K-3)	Curva de carga - Anual
(C)	Central hidroeléctrica con almacenamiento para reserva	(L)	Punta de carga - Carga horaria máxima del período
(D)	Reserva almacenada expresada en millones de metros cúbicos	(M)	Total de energía generada durante el período
(E)	Potencia primaria del caudal de pasada	(N)	Energía no utilizable en carga
(F)	Potencia primaria regulada	(O)	Caudal procedente del almacenamiento regulador
(G)	Potencia primaria	(P)	Caudal afluyente al almacenamiento regulador
(H)	Curvas de duración de la potencia	(Q)	Capacidad de carga
(I)	Tasa hidráulica en kW/metros cúbicos/segundo	(R)	Plan de desarrollo
(J-1)	Período expresado en meses	(S)	"Curvas de carga estacional Planes alternativos de desarrollo Central hidroeléctrica única Curvas de duración de la potencia y curvas de carga"
(J-2)	Período expresado en horas	(T)	Proyectos con almacenamiento estacional de reserva
(J-3)	Período expresado en porcentaje de tiempo	(U)	Capacidad instalada térmica
(K)	Carga	(V)	Factores de carga críticos
(K-1)	Curva de carga - Diaria	(V-1)	Factor de carga crítico - Diario
		(V-2)	Factor de carga crítico - Estacional

# CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES

## Diseño, construcción y explotación en los Estados Unidos

por John H. Rixse, Jr.\*

### A. DESCRIPCIÓN

#### 1. Magnitud

Los sistemas eléctricos rurales atienden aproximadamente a la mitad de los consumidores residentes en las zonas rurales de los Estados Unidos y sirven al cincuenta y cinco por ciento de los predios agrícolas. Son relativamente pequeños. Todos ellos cuentan con menos de 25 años de antigüedad y el promedio de edad de los elementos de que disponen se aproxima a los 12 años. Existen 1 087 sistemas de esta clase, con una explotación de 1.5 millones de millas de líneas que sirven cerca de 5 millones de explotaciones agrícolas, residencias rurales no agrícolas y establecimientos industriales rurales. Obtuvieron alrededor de 4 000 millones de dólares en préstamos del gobierno federal; de esta cantidad, 76 por ciento están invertidos en el equipo de distribución; 12 por ciento en producción de energía y 12 por ciento en transmisión.

#### 2. Características eléctricas

El sistema eléctrico rural de los Estados Unidos es fundamentalmente un sistema de distribución de 7 200/12 470 V, de conexión múltiple a tierra, neutro común para primario y secundario, de 60 ciclos, desde el cual los consumidores reciben alimentación monofásica directamente a través de transformadores de distribución a 120/240 V, por tres conductores. Se hace llegar la línea de distribución de 7 200 V a una distancia de 200 pies del centro de consumo de cada predio agrícola. Un conductor está conectado a tierra, en tanto que los otros dos son de 120 V con respecto a tierra. Un porcentaje comparativamente pequeño de los predios agrícolas requiere servicio trifásico, primordialmente para bombas de riego u otros grandes consumos para motores. En estos casos se proporciona habitualmente un servicio trifásico de 240 o 480 V por tres conductores.

En las zonas con poca densidad de población se emplea a veces un sistema de distribución de 14 400/24 900 V, de conexión múltiple a tierra, neutro común para primario y secundario, de 60 ciclos. Las 40 000 millas de líneas a este voltaje constituyen menos de un tres por ciento del total.

Un sistema típico de distribución consistiría aproximadamente en un veinte por ciento de circuitos tri-

fásicos, un diez por ciento de circuitos bifásicos y un setenta por ciento de circuitos monofásicos. Los trifásicos y bifásicos se usan de preferencia para suministrar capacidad de porte de carga. Prácticamente, todos los consumos son atendidos en forma monofásica.

Las líneas de transmisión, por regla general, son de 69 kV en estrella conectada a tierra. Se usaron algunas de 33 kV y 46 kV a fin de proveer tramos cortos de línea de transmisión desde las instalaciones de los proveedores de energía o interconexiones entre ellos. Actualmente se utilizan también algunas líneas de transmisión de 115 a 230 kV.

El nivel de impulso de tensión básico (BIL) del equipo usado en el sistema de 7 2/12 5 kV es de 95 kV, con excepción de cierto equipo de energía para servicio pesado, que es de 110 kV. Los aisladores están designados para 65 kV de tensión de chispazo en ambiente húmedo, con un voltaje de salto de impulso positivo de 100 kV. Se usa aislamiento especial en zonas contaminadas.

El equipo usado en los sistemas de 14 4/24 9 kV tiene un nivel de impulso de tensión básico de 125 kV, con excepción de los interruptores reconectadores automáticos y del equipo de subestación, que es de 150 kV. Los aisladores de línea a 60 ciclos tienen una capacidad de 95 kV de tensión para salto de arco en ambiente seco y 60 kV de tensión para salto de arco en ambiente húmedo, y un valor de tensión de salto de impulso positivo de 150 kV.

Los elementos productores de energía eléctrica financiados por la Rural Electrification Administration reúnen aproximadamente 1 650 000 kW de potencia instalada. En esto está comprendida una gama de centrales diesel, hidráulicas y a vapor. Los tamaños individuales oscilan entre 100 y 100 000 kW. Los tamaños pequeños corresponden en su mayor parte a emplazamientos aislados, tales como islas y algunos puntos en Alaska. Las unidades más recientes son generalmente accionadas a vapor, con un promedio de 33 000 kW.

#### 3. Características físicas

La característica física dominante en la construcción de sistemas rurales es el empleo de conductores muy resistentes y de estructuras simplificadas con aislador en el extremo del poste.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.5.

En el caso del sistema de distribución, postes de madera de 30, 35 y 40 pies, colocados a razón de 10 a 13 por milla (dándose casos extremos en que se han colocado 8 y también 17), soportan conductores primarios muy resistentes de cobre copperweld o de ACSR en tamaños que van del N° 6 al 1/0 AWG en equivalentes para el cobre.

Las líneas monofásicas llevan el conductor primario sobre un aislador de espiga con el neutro 40 pulgadas más abajo, que queda sujeto al poste mediante un soporte de fijación.

Las subestaciones son del tipo corriente, o bien, de diseño especial. Son compactas, por lo cual emplean un mínimo de equipo. Las capacidades se extienden desde 500 hasta 1 500 kVA. La mayoría de las subestaciones están equipadas con tres transformadores de potencia monofásicos más uno de reserva, aunque hay una tendencia al empleo de transformadores de potencia trifásicos.

La postación está constituida en su mayoría por

postes de madera tratada a presión, utilizando creosota o pentaclorofenol como preservativos. La madera predominante es el pino amarillo del sur de los Estados Unidos. El transformador monofásico con aisladores tipo alta tensión en el lado primario está montado directamente sobre el poste. Los medidores, colocados en el recinto del consumidor, son medidores ciclómetros de vatios-hora diseñados para autofacturación. El interruptor automático reconector de circuitos y el seleccionador son los dispositivos básicos de seccionamiento y protección del sistema. La ferretería es de acero-carbono con acabado galvanizado por inmersión. El cable de los vientos es, por lo general, de calidad Siemens-Martin. Los aisladores son comúnmente de campana para soporte montados sobre vástagos de acero con cabeza de plomo. Las varillas de toma de tierra son tanto de copperweld como de acero, predominando el primero. La varilla de toma de tierra de acero impide la corrosión galvánica de los ganchos de fijación de acero.

## B. PARTICIPANTES

El programa de electrificación rural, como se denomina al desarrollo, construcción y ampliación de estos sistemas eléctricos rurales, supone la participación activa y eficaz de diferentes grupos de personas. Para una mejor comprensión del papel que a cada cual le corresponde, debemos pasar revista somera a la naturaleza y función de cada uno de los grupos. Estos participantes, como los denominaremos, son la administración del sistema, la AER, el ingeniero, el contratista, el proveedor de energía y el fabricante y proveedor de material. Se definirá la función de algunos de ellos.

### 1. Administración del sistema

Cada sistema eléctrico rural es una empresa local de propiedad y administración autónomas. De 989 prestatarios activos, 929 son cooperativas, 43 son distritos públicos de energía, 13 son corporaciones municipales u otros organismos públicos y 4 son compañías de electricidad.

Estas últimas son sociedades anónimas particulares de servicio público, de propiedad de inversionistas y de carácter utilitario. Los sistemas municipales y los distritos públicos de energía constituyen empresas de propiedad pública que cuenta con el apoyo de la autoridad tributaria local. Las cooperativas son sistemas organizados localmente, no utilitarios, de propiedad de sus asociados y administrados a través de un consejo directivo elegido por ellos. Por lo general, se cree que una cooperativa es el tipo más representativo de sistema eléctrico rural.

La administración de cada uno de estos sistemas es responsable de la obtención del financiamiento necesario y del diseño, construcción, explotación y conservación de su sistema.

### 2. La Administración de Electrificación Rural

La AER fue creada por decreto presidencial de 1935. Su creación formó parte del Programa de Obras Federales destinado a absorber la cesantía. La AER se transformó, durante su primer año de funcionamiento, en un organismo crediticio encargado de la electrificación rural de todo el país. Todos los préstamos le han sido otorgados sobre la base de intereses devengados y liquidación automática.

La AER no es propietaria ni explotadora de instalaciones eléctricas. Sus funciones consisten en facilitar dinero para instalaciones eléctricas destinadas a prestar servicios en zonas rurales; permitir a sus prestatarios el financiamiento de alambrados eléctricos, artefactos, equipo y tubería para los consumidores; y en fin, garantizar el reembolso de los empréstitos mediante resguardos convenientes. La AER puede prestar el 100 por ciento de los fondos necesarios con garantía de primera hipoteca sobre la instalación. Los empréstitos devengan el 2 por ciento de interés, son otorgados por periodos que no excedan de 35 años y su reembolso se opera a través de los ingresos de explotación de los prestatarios.

Para garantizar el reembolso de los préstamos, la AER estudia las posibilidades que ofrecen las solicitudes de crédito y establece normas de resguardo en el uso de los fondos y en el diseño, construcción, explotación y conservación de las instalaciones.

### 3. Proveedor de energía

Un ochenta y cinco por ciento de la energía distribuida por los sistemas eléctricos rurales es adquirida; el resto, es producido por generación propia. Del 85

por ciento adquirido, las compañías de electricidad proporcionan un cuarenta y uno por ciento, los organismos federales un treinta y siete por ciento, y otras entidades públicas un siete por ciento. El costo de la energía varía notablemente en diferentes partes de los Estados Unidos. Los costos medios de la energía en

bloques han sido reducidos desde 10 milésimas de dólar en 1941 a siete milésimas de dólar en 1959. Se trata de la mayor partida de gastos individualmente considerada; como porcentaje del total de los gastos de explotación, la energía en bloques está adquiriendo importancia creciente.

## C. DESARROLLO

El sistema eléctrico rural, actualmente una entidad bien definida y un sector importante de la industria de la energía eléctrica en los Estados Unidos, no se desarrolló de la noche a la mañana. Constituye el resultado final de una evolución de los conceptos técnicos y administrativos. Esta evolución o desarrollo desde el concepto hasta la realidad, puede quedar bien descrito considerando brevemente tres fases o etapas de desarrollo: la inicial, hasta 1940; la intermedia, de 1940 a 1960, y la actual.

### 1. Inicial

Con anterioridad a 1935, las pocas líneas rurales que suministraban servicio eléctrico desde centrales al 10.9 por ciento de los predios agrícolas de los Estados Unidos, se extendían a lo largo de las carreteras principales, vías férreas eléctricas interurbanas y cortas extensiones desde las ciudades. La construcción inicial de los sistemas eléctricos rurales, a partir de 1935, consistió fundamentalmente en líneas estrictamente rurales. Estas líneas eran prolongaciones de las instalaciones de las compañías de electricidad, a las cuales se compraba la energía, o procedían de subestaciones pequeñas, casi siempre monofásicas, proporcionadas por la compañía. Cada instalación, en su diseño y construcción, era considerada como una línea, habitualmente monofásica, de 7 200 V. Se solicitaba a todas las personas del sector inmediato por donde pasaría la línea, que se asociasen a la cooperativa, y ellas recibían atención si se asociaban y pagaban la cuota respectiva.

Se emplearon los materiales y equipo de que se disponía en aquel entonces. Entre ellos, figuran transformadores con dos aisladores de alta tensión en lado primario, estructuras de crucetas planas, vientos aislados, etc. Desde el punto de vista del costo, las líneas primitivas alcanzarían a 2 000 dólares o más por milla. Esto era prohibitivo. No obstante, se sacó provecho

rápido de los adelantos inmediatamente precedentes a 1935, utilizando el transformador con un aislador de alta tensión en el lado primario, estructura vertical y conductores muy resistentes, lo que permitió bajar el costo promedio a 1 000 dólares por milla. La introducción de los métodos de construcción en masa, de que se tratará más adelante, permitió rebajar los costos hasta 500 dólares por milla a fines de la tercera década y comienzos de la cuarta del presente siglo.

### 2. Intermedia

A medida que aumentaba por parte de los consumidores rurales el deseo de obtener servicio eléctrico desde centrales y que adelantaban los medios y arbitrios para proveer este servicio, se hizo evidente que no eran líneas lo que se necesitaba construir, sino sistemas. Este período, que cobró un ímpetu considerable durante los últimos años de la cuarta década del siglo, a continuación de la segunda guerra mundial, trajo como consecuencia la construcción de líneas de transmisión, de subestaciones y de sistemas de distribución integrales. Se lograron economías en diseño, explotación y conservación. También se obtuvieron costos más bajos de venta de la energía en bloque.

### 3. Actual

En la actualidad, los sistemas eléctricos rurales de los Estados Unidos, como entidades independientes, constituyen un sector diferente, pero integral, de la industria de la energía eléctrica. Han pasado más allá de la etapa del desarrollo y han sido los precursores del planeamiento de sistemas de largo alcance y de técnicas mejoradas de explotación, al mismo tiempo que han obtenido las mejoras necesarias en equipo y materiales mientras continuaban rebajando el costo al consumidor, de 5.06 centavos, en 1941, a 2.39 centavos en 1959.

## D. NORMAS

El desarrollo de los sistemas eléctricos rurales, el vasto plan de construcciones y la rebaja de costos sobre una base nacional, se vieron reforzados mediante un empleo prudente y consecuente de las normas. Francamente, éstas eran una necesidad. Además, habían de

ser dinámicas y reflejar la vasta experiencia lograda con el progreso.

Las normas aplicables abarcan muchos ramos, a saber, sistemas, líneas, estructuras, materiales y equipo, contratos, relaciones y procedimientos.



## E. FINANCIAMIENTO

El financiamiento representó un importante papel en el desarrollo de los sistemas eléctricos rurales. Las características destacadas comprenden practicabilidad, créditos de la AER y fondos generales.

### 1. *Practicabilidad*

Cada parte individual de construcción, al ser considerada, con otras instalaciones existentes, a la luz de los consumos actuales y proyectados, debe ser económicamente practicable. Esta prueba de practicabilidad ha constituido parte integral del desarrollo del sistema eléctrico rural desde su nacimiento, en 1935. La practicabilidad, es decir, la capacidad de ingresos de las instalaciones para permitir el reembolso del total del capital invertido, es una característica singular del sistema eléctrico rural. Al vencer un plazo hipotecario, toda deuda habrá sido cancelada. Si las instalaciones no son capaces de pasar por esta prueba, no se aborda su construcción.

### 2. *Préstamos de la AER*

Inicialmente, la AER facilitó un 100 por ciento de la totalidad de los requisitos financieros del sistema eléctrico rural. Hoy día, los sistemas invierten parte de sus fondos propios. Cuando se necesitan fondos de la AER, se hace un análisis económico y se elabora el presupuesto de un proyecto de ingeniería. Ello se

hace, principalmente, para determinar el costo aproximado. El ingeniero y la administración del sistema elaboran sus presupuestos de futuro consumo de energía, tanto en función del consumo individual como del número y clase de consumidores. Se analiza el costo de la energía y de la operación y conservación, así como de otros gastos administrativos. Todos estos datos se presentan conjuntamente en forma lógica y se elevan a la consideración de la AER. Esta última realiza sus propios análisis de practicabilidad. El hecho de dejar establecido que una petición de crédito, junto con todos los préstamos anteriores, será practicable y que su reembolso es posible, basta para que se conceda el crédito y se entreguen los fondos. Pero no todos los fondos prestados se entregan de inmediato. El sistema eléctrico rural gira fondos sólo a medida que se necesitan. El interés se aplica desde el momento en que se giran los fondos.

### 3. *Fondos generales*

Los sistemas eléctricos rurales, a medida que han crecido y aumentado su valor neto desde cero hasta un dieciocho por ciento, han contado progresivamente con fondos generales derivados de la renta disponible para inversión en sus propios sistemas. Cuando un sistema desea reembolsarse estos fondos generales, solicita un crédito, que es evaluado en la misma forma que un crédito para una construcción inicial.

## F. DISEÑO

El diseño de las instalaciones individuales de los sistemas eléctricos rurales, así como del sistema en su conjunto, entraña una serie de características únicas.

El diseño de cualquier sistema eléctrico supone un conocimiento de varios aspectos y la idoneidad correspondiente:

- a) Cálculo de carga;
- b) Equipo;
- c) Técnicas de construcción;
- d) Cálculo de la vida útil de las instalaciones;
- e) Necesidades y capacidad futuras del sistema.

En el desarrollo del sistema eléctrico rural en los Estados Unidos, el cálculo de las cargas ha sido abordado en dos formas generales. La primera no era científica e involucraba una buena dosis de estimación. La segunda, junto con el primer método actual, involucra procedimientos científicos reforzados por una amplia experiencia y buenos pronósticos.

El consumo anual para una familia individualmente considerada en una zona rural, en 1926, dio un promedio de 586 kWh. Los ingenieros que proyectaron las líneas eléctricas rurales primitivas consideraban un consumo de proyecto por predio agrícola de 60-90

kWh mensuales, o sea 720-1 080 kWh anuales. Este régimen de menos de 50 kWh mensuales era representativo de la zona al este del meridiano 100°, que contenía poco o ningún bombeo de riego. Es digno de señalar que estos cálculos de consumo agrícola se basaron solamente en unos cuantos predios vecinos a la ciudad y proyectos de la Estación Agrícola Experimental. Simultáneamente con el proyecto y construcción de las líneas iniciales se puso en marcha un programa intensivo de propaganda destinado a estimular el uso eficaz de la electricidad.

Estos cálculos de consumo, sin embargo, que bordeaban los 1 000 kWh anuales, dejaron de ser aproximados a los pocos años. Afortunadamente, el período de la segunda guerra mundial produjo una paralización virtual de la ampliación de las líneas rurales. Cuando se abrieron las compuertas del período siguiente a la segunda guerra mundial, se elaboraron y utilizaron vastas técnicas en los estudios sobre necesidades de energía, abarcando los factores desarrollados por investigaciones básicas, luego aplicadas al ramo de la electrificación rural. Estos estudios comprendieron los siguientes puntos:

- a) El nivel de los ingresos agrícolas;
- b) Naturaleza y dimensiones de la empresa agrícola específica;
- c) Tiempo con servicio eléctrico;
- d) Tarifas en bloques y para pequeños consumos;
- e) Fuentes de energía competitivas;
- f) Adecuación del servicio eléctrico;
- g) Esfuerzos de promoción;
- h) Nuevos desarrollos tecnológicos.

El período de postguerra también dio nuevo impulso y estabilidad a un antiguo factor —lo que es muy importante desde el punto de vista del diseño— el concepto del “área de servicio”. Se estableció el requisito de que los créditos fuesen otorgados bajo el compromiso por escrito de que todos los consumidores residentes en la zona para la cual se destinara el préstamo recibirían servicio. Esto significaba la posibilidad de evaluar una zona completa y diseñar un conjunto conveniente de instalaciones. Los cálculos de carga durante este período, usados para fines de diseño, promediaron 1 800 a 3 600 kWh anuales. Las diferencias en los valores reflejaron una variación en la capacidad de las familias agrarias de los diversos sectores de los Estados Unidos para utilizar con eficacia la energía eléctrica. Los cálculos de diseño realizados durante el período de postguerra indican los consumos que serían probablemente alcanzados dentro de 10 años. Habitualmente llegaban hasta un doscientos por ciento del consumo existente al momento de hacer el cálculo.

La experiencia ha demostrado, en repetidas ocasiones, que en las zonas rurales el consumo se duplica cada siete años. En los tiempos actuales, el promedio de consumo agrícola viene a ser aproximadamente de 4 500 kWh anuales para estos sistemas eléctricos rurales.

Cada sistema eléctrico rural está organizado para servir a una zona determinada. Corrientemente, dicha zona abarca uno o más condados. El sector de servicio de cada sistema eléctrico rural está limitado por los sistemas eléctricos rurales adyacentes o por la zona atendida por las compañías eléctricas comerciales circunvecinas. En virtud de la ley federal, no se pueden usar créditos para servir a localidades con más de 1 500 habitantes, o para atender a consumidores ya servidos por centrales.

Durante los últimos seis años se ha desarrollado un concepto de planeamiento de ingeniería de largo alcance que se aplica en la actualidad al diseño de sistemas eléctricos rurales. Hoy día, en lugar de construir cada instalación para un crecimiento a diez años plazo, se elaboran planes para un sistema destinado a atender un consumo de cuatro a seis veces el actual. Esto se completa con planes de trabajo anuales, basados sobre un análisis de las cargas y condiciones del sistema en el momento oportuno. Dicho análisis se hace para determinar la construcción inmediata requerida, lo cual está de acuerdo con el objetivo de largo alcance del sistema. En esta forma se logra una considerable economía a largo plazo.

## G. CONSTRUCCIÓN

Las técnicas utilizadas en la fase de construcción de los sistemas eléctricos rurales han sido sumamente significativas en cuanto se refiere a la obtención de instalaciones de bajo costo y alta calidad. Estas técnicas son utilizables para los procedimientos de propuestas, métodos de construcción, requisitos de inspección y técnicas de producción en masa. Se aplican principalmente para la construcción de grandes kilometrajes de línea, como ocurrió durante los primeros veinte años del programa de electrificación rural.

### 1. Construcción en masa

Aun cuando en el desarrollo del sistema eléctrico rural se emprendió una construcción uniforme en gran escala, el costo no habría sido aún rebajado si no hubiese sido por el empleo de técnicas de línea de montaje. Combinadas, éstas permitieron la construcción de líneas a razón de 500 dólares la milla, durante el período anterior a la segunda guerra mundial. Esto significó una rebaja del cincuenta por ciento con respecto a otra moderna construcción de líneas rurales operada sin el auxilio de estos elementos. La construcción en gran escala y las unidades de construcción normalizadas, por ejemplo, las configuraciones de ca-

beza de poste, permitieron a los contratistas utilizar una nueva técnica de construcción en la línea de montaje. Se trataba, en verdad, de una innovación en la industria eléctrica de servicio público.

Al aplicar esta técnica de línea de montaje en la construcción de instalaciones eléctricas rurales, un contratista prepararía cuadrillas para cada una de las operaciones individuales requeridas. Algunas de estas operaciones eran: distribución de los postes; excavación de hoyos para postes; colocación de la ferretería y demás equipos sobre el poste antes de su erección (esto eliminaba la costosa práctica de que un arriesgado obrero subiese a lo alto del poste a colocar la ferretería); colocación del poste y relleno de los hoyos tendidos del conductor; fijación del conductor a la tensión y flecha convenientes; instalación del transformador en el predio agrícola; instalación del servicio en la casa o galpón del predio agrícola. Cada una de estas cuadrillas, dotadas de preparación y equipo especiales se desplazarían a lo largo de la línea, unas tras otras, cumpliendo su función sobre una base de repetición del trabajo. En el período 1947-1951, se alcanzó un promedio nacional de construcción de 561 millas por día de trabajo. El máximo alcanzado fue de 707 millas diarias en 1949.

## 2. Construcción por partes

En el extremo opuesto de la escala, con respecto a la construcción en masa y aplicación de la técnica de línea de montaje, se encuentra la construcción por partes de cortas extensiones de líneas. Aquí, para mantener los costos bajos, se emplean dos métodos. El primero consiste en utilizar la cuadrilla de conservación y explotación, lo que se logra mediante la cuidadosa integración de la nueva construcción y del trabajo de conservación. Esto proporciona una mayor

productividad por parte de las cuadrillas regulares, al mismo tiempo que las mantiene al día en lo que respecta a las nuevas prácticas de construcción.

Un segundo método consiste en concertar un acuerdo con un contratista para la construcción de extensiones cortas. El contratista trabaja una vez más sobre la base de aumentar la productividad de una cuadrilla mediante un "relleno" con este pequeño trabajo esporádico, o bien, concierta contratos con una cantidad de sistemas para este tipo de operaciones, lo que en conjunto permite una economía.

## H. EXPLOTACIÓN Y CONSERVACIÓN

Los sistemas eléctricos rurales poseen ciertas características naturales de explotación exclusivas, pero que también son valaderas para todo el sistema. Entre ellas, se cuentan los tramos de suspensión largos, los conductores muy resistentes, una vasta exposición a la acción de los rayos, tempestades y árboles, largos trayectos de transporte y sistemas de comunicaciones rurales inadecuados. Desde el comienzo, los sistemas eléctricos rurales se han visto obligados a prestar pre-

ferente atención a los problemas de explotación y conservación. Esto comienza ya con el diseño. Luego vino el perfeccionamiento de materiales, de las normas de construcción y de las prácticas de explotación. Aspectos dignos de mencionarse son el seccionamiento, las servidumbres de pasada y las labores de limpieza de terrenos, las comunicaciones, la postación, el comportamiento del equipo y materiales, entrenamiento en el servicio y los problemas de explotación.

## I. PLANEAMIENTO

### 1. Planeamiento de ingeniería de largo alcance

El ingeniero consultor de cada sistema elabora y somete a la consideración de la administración un plan de ingeniería de largo alcance para el sistema eléctrico rural. Si el plan es aprobado, se preocupará de mantenerlo al día. Este plan se basa en un consumo de cuatro a seis veces mayor que el del momento en que se lleva a cabo el estudio correspondiente. No se detalla cada ampliación de línea y proporciona la base para un sistema destinado a atender las cargas de diseño. Si existen dos o más métodos lógicos para ese objeto, se exponen las alternativas. Se constituye así un plan, un conjunto de objetivos por alcanzar. Pero no es siquiera un diseño para construir. Es una base, sin embargo, para calcular probables necesidades financieras, el suministro de energía, servidumbres de paso, emplazamientos de subestaciones y otros elementos importantes del futuro sistema eléctrico rural. Es el modelo, en fin, por el cual se rigen todas las decisiones que deban tomarse sobre construcción y financiamiento. A medida que cambian las circunstancias, de año en año, se revisa y modifica el plan de ingeniería de largo alcance, y así se logra mantenerlo constantemente al día.

### 2. Pronósticos financieros de largo alcance

Los pronósticos financieros de largo alcance son preparados por la administración del sistema para su propia orientación y para todo lo que se relaciona con la

adopción de decisiones. Para las necesidades de construcción se utilizan los datos procedentes del plan de ingeniería de largo alcance. Para las necesidades de explotación y conservación se utilizan amplios estudios periódicos de las instalaciones eléctricas y físicas. Para el crecimiento futuro —a 10 años plazo— se utilizan los estudios sobre necesidades de energía y otras evaluaciones económicas relativas a la zona de servicio. Los datos contenidos en el pronóstico financiero de largo alcance ayudan a la AER a estimar hasta qué punto puede atender las solicitudes individuales de crédito. El pronóstico permite también a la administración del sistema conocer en qué medida necesita mantener sus reservas y en qué medida sus propios fondos pueden ser invertidos en equipos.

### 3. Cálculo de la carga

El cálculo de los consumos para fines de la practicabilidad crediticia es una responsabilidad inherente de la AER. Sin embargo, es también una responsabilidad inherente del sistema eléctrico rural conocer su propio consumo futuro de energía. De tal manera que el sistema debe analizar y elaborar cálculos por su propia cuenta. Por este medio, en fin, está en condiciones de mostrarse o no de acuerdo con el cálculo de la AER y de ajustar los datos de consumo necesarios dentro de su pronóstico financiero de largo alcance. Los sistemas eléctricos rurales pueden de esta manera calcular sus consumos con una anticipación de hasta 15, 20 o 25 años.

#### 4. *Planes de trabajo anual*

El plan de trabajo anual se determina, por parte de cada sistema individualmente considerado, sobre la base de una evaluación (en el momento en que se traten los estudios sobre el consumo, instalaciones físicas y eléctricas y confiabilidad del servicio), de la construcción expuesta en el plan de ingeniería de largo alcance que debe ser completado durante el primero o los dos primeros años siguientes. Un plan de

tallado de construcción, consulta todas las construcciones, por grandes o pequeñas que sean.

#### 5. *Presupuesto anual*

El presupuesto anual es la determinación de las necesidades de caja para todos los objetivos a cumplir durante los doce meses siguientes, en virtud de un análisis previo y gracias a las decisiones que implica el plan de trabajo anual.

# ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

por Frank L. Weaver \*

## Introducción

Este documento ha sido preparado por la Comisión Federal de Energía de los Estados Unidos, a petición de la Comisión Económica para América Latina de las Naciones Unidas. Se basa en la experiencia de más de 20 años que en su calidad de miembro del personal de la Comisión Federal de Energía posee el autor en el ramo del aprovechamiento de las hoyas hidrográficas.

En la preparación del presente documento se ha depositado considerable confianza en el Memorándum Técnico N° 1 de la Oficina de Energía de la Comisión Federal de Energía, intitulado "Instrucciones para Estimar Costos y Valores de la Energía Eléctrica", revisado en marzo de 1960. También se ha aprovechado el informe de mayo de 1958 para la Comisión sobre Recursos Hidráulicos, denominado "Prácticas Propuestas para el Análisis Económico de Proyectos de Aprovechamiento de Hoyas Hidrográficas", conocido comúnmente como "Libro Verde", que fue preparado por la Subcomisión de Normas de Evaluación, sucesora de la Subcomisión de Beneficios y Costos, organismo que preparó un informe sobre el tema en 1950. El autor ha formado parte de estas comisiones desde su creación misma, hace más de 15 años, y en ocasiones, le ha tocado presidirlas. Se ha extraído libremente material de ambos documentos en aquellos casos en que hacerlo parecía facilitar la presentación del tema del documento.

Este documento enfoca el análisis económico de los proyectos hidroeléctricos propuestos desde el punto de vista del desarrollo por parte de intereses federales y no federales, públicos o particulares. Considera, en primer lugar, los problemas generales del análisis económico y la formulación del proyecto en cuanto es aplicable a todos los tipos de proyectos relacionados con recursos hidráulicos. Luego, presenta un estudio más detallado de estos problemas en cuanto se relacionan con proyectos de energía hidroeléctrica. Un capítulo de conclusiones abarca la materia de la distribución de los costos para los proyectos de objetivos múltiples.

## 1. Objetivos del análisis económico

Como se establece en el "Libro Verde", el objetivo del análisis económico, en el planeamiento de proyectos hidroeléctricos, así como de otros tipos de aprovechamiento de hoyas hidrográficas, consiste en pro-

porcionar orientación para el empleo eficiente de los recursos económicos requeridos, como la tierra, la mano de obra y los materiales. En esta forma, el análisis económico proporciona un mecanismo para la formulación correcta y para la selección de las explotaciones hidroeléctricas propuestas. Esto es exacto, ya se trate de una explotación de energía consistente en un proyecto de objetivo único o de un proyecto de objetivos múltiples, que comprenda fines tales como el control de avenidas, navegación, riego y agua potable e industrial.

Aunque el análisis económico presta un valioso y necesario servicio al demostrar en qué medida se debe incurrir en costos para alcanzar los resultados esperados, hay que reconocer que las normas que rigen el aprovechamiento de los recursos naturales de una nación, incluso la energía hidroeléctrica, no son necesariamente determinados sólo sobre la base de consideraciones económicas.

## 2. Medio ambiente y punto de vista para el análisis económico

El ambiente económico de la zona donde los proyectos van a prestar servicios es fundamental en la consideración de los factores económicos que influyen en la concepción de proyectos de aprovechamiento de recursos hidráulicos. Se estima que el medio general más conveniente es aquel en que, a la larga, una economía en vías de expansión necesitará grandes cantidades de materiales y servicios para satisfacer sus crecientes necesidades. En este medio económico hay competencia por las mercaderías y por los servicios que se necesitan para crear proyectos. Y en esta forma, los efectos benéficos derivados de determinado proyecto son abandonados al no emplear las mercaderías y servicios requeridos para algún otro proyecto o uso.

El punto de vista correcto para un análisis económico que afecte a un proyecto de aprovechamiento de recursos hidráulicos es el del interés público, y, como tal, tiene que considerar todos los efectos, beneficiosos o no, a largo o a corto plazo, que se supone y espera han de experimentar todas las personas o grupos comprendidos dentro de la esfera de acción del proyecto.

## 3. Conceptos de beneficios y costos

Al hacer un análisis económico, los efectos físicos de un proyecto pueden traducirse en beneficios y costos. Por tal motivo, hay que calcular los valores de los aumentos y disminuciones en los bienes y servicios bajo

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.2.

condiciones futuras, con y sin el proyecto. Los beneficios y costos deben ser medidos desde el mismo punto de vista y sobre bases equiparables relativamente a la ocasión en que sobrevinieron y otros factores. Por lo general, lo más conveniente es expresar los beneficios y costos en términos de su valor medio anual equivalente a todo lo largo del período escogido para el análisis.

Pese a la limitación del sistema de precios de mercado en cuanto al reflejo de los valores desde el punto de vista del público, no existe otro contexto apropiado para evaluar los beneficios y costos de los proyectos de aprovechamiento de recursos hidráulicos en términos comunes. De acuerdo con ello, el sistema de precios de mercado es el punto de partida para hacer evaluaciones de beneficios y costos.

#### 4. Normas de medición

El empleo de los beneficios y costos en el análisis económico requiere una evaluación en términos comunes. Para colocar los beneficios y costos sobre una base sólida y equiparable se hace necesario el establecimiento de normas de evaluación. Entre las normas de esta clase tienen importancia aquellas que se relacionan con los niveles de precios, tasas de interés y márgenes de riesgo, así como con el período de análisis.

En teoría, en los análisis de beneficios y costos, se deben usar precios que razonablemente se pueda esperar que rijan al tiempo en que se incurra en los costos y en que se materialicen los beneficios, en términos de un nivel de precios constante. Esto exigirá el uso de precios proyectados a largo plazo como base para evaluar los beneficios, así como la totalidad de los costos de operación, mantenimiento, reposiciones y construcción e instalación diferidas. Sin embargo, la experiencia de la Comisión con los precios proyectados suscitó numerosas preguntas respecto a la aplicación y racionalidad de los resultados así obtenidos; y la Comisión Federal de Energía suele usar los precios vigentes para todos los cálculos de beneficios y costos sobre la evaluación del proyecto.

Los valores atribuidos a los beneficios y costos en el momento en que fueron devengados pueden ser equiparables solamente después de haber sido convertidos a una base equivalente para el momento y grado de certidumbre con que sobrevinieron. Las tasas de interés o descuento y los márgenes de seguridad usados en dicha conversión pueden ser combinados en una sola tasa o manipulados por separado. La práctica habitual, en lo que respecta a los proyectos federales en los Estados Unidos, consiste en excluir los riesgos, ya sea deduciéndolos de los beneficios o agregándolos a los costos de los proyectos. Entonces se generan tasas de interés libres de riesgos sobre la base del tipo de interés de los bonos gubernamentales a largo plazo.

El límite superior de la vida económica de un proyecto se alcanza cuando factores tales como la depre-

ciación y la obsolescencia dan por resultado que los costos de la continuación del proyecto superan a los beneficios adicionales esperados de ella. En esta forma, la vida económica es inferior, y nunca superior, a la vida física de un proyecto. Las dificultades e incertidumbres asociadas con la estimación del valor de los efectos remotos inducen a limitar la duración del período de análisis. Aunque las estructuras básicas, por ejemplo, un dique, tienen una extensa vida económica, las limitaciones respecto a la exactitud de los cálculos de los beneficios proyectados hacia el futuro distante y su pequeño valor actual, al ser descontados, dan motivos para actuar con moderación al seleccionar un período de evaluación. Para evaluar los proyectos de energía hidroeléctrica, la práctica general actual en los Estados Unidos consiste en emplear un período máximo de análisis de 50 años.

#### 5. Procedimientos de formulación de proyectos

En términos generales, el proceso de formulación de proyectos y programas desde el principio hasta el fin gira principalmente en torno a la evaluación de las alternativas. Durante todo el proceso, los efectos físicos de cada plan o proposición deben ser apreciados y traducidos a beneficios para fines de comparación con los costos del plan. En diversas etapas de la formulación, el programa, proyecto, o fracción de proyecto en estudio, debe también satisfacer el criterio más económico de dar cumplimiento a los propósitos específicos de que se trate.

Un paso esencial en los estudios de aprovechamiento de hoyas hidrográficas consiste en el análisis de las necesidades o demandas existentes o potenciales de los objetivos útiles a que se puede atender mediante el mejoramiento y aprovechamiento de los recursos de las hoyas hidrográficas. Son importantes, a este respecto, los estudios de mercado de potencia realizados por la Comisión Federal de Energía, los cuales muestran cálculos del valor de las necesidades futuras de energía para las zonas o regiones en que se estudian proyectos hidroeléctricos. Otro paso esencial en el estudio de las hoyas hidrográficas es el examen y análisis de las posibilidades físicas de mejoramiento o adelanto de los recursos hidrográficos para responder a las distintas necesidades u objetivos.

#### 6. Escala de aprovechamiento

Como punto de partida para el análisis de las posibilidades de aprovechamiento de hoyas hidrográficas, con el objeto de alcanzar cualquier objetivo dado, es habitualmente necesario analizar una proposición básica específica. Esta se refiere casi siempre a un núcleo de aprovechamiento que puede ser elegido sobre la base de la apreciación de los datos iniciales con que se cuenta y que parece ofrecer posibilidades para alcanzar los objetivos propuestos, total o parcialmente. Después de que la proposición inicial o núcleo de

aprovechamiento ha sido elegida para su análisis y apreciación de sus beneficios y costos, se debe prestar consideración a las escalas de aprovechamiento, mayores o menores que el núcleo escogido. Esto es aplicable a las variaciones en el alcance de cada objetivo de un proyecto, a las inclusiones u omisiones de proyectos en un programa, y a la inclusión o exclusión de propósitos específicos en un proyecto o programa.

La escala óptima de aprovechamiento es aquella para la cual los beneficios netos son máximos. Los beneficios netos son máximos si la escala de aprovechamiento es ampliada hasta el punto donde los beneficios agregados por el último aumento de escala (o alcances) son equivalentes a los costos de aquel aumento. Los aumentos a considerar en esta forma son los más pequeños que sea posible elegir. El mismo principio es aplicable para una cantidad de proyectos destinados a formar un programa o sistema de proyectos que respondan a un objetivo dado. Para que se justifique su inclusión en un plan, cada proyecto de un grupo, cada finalidad de un proyecto y cada fracción separable de un proyecto, deben aportar beneficios iguales o superiores a los costos que agrega.

### 7. Análisis de la justificación

Un proyecto está correctamente formulado y se justifica económicamente cuando: *a)* los beneficios del proyecto superan al costo; *b)* cada fracción o finalidad separable consulta beneficios por lo menos equivalente al costo; *c)* la escala de aprovechamiento ofrece beneficios netos máximos; y *d)* no existen medios más económicos de alcanzar el mismo objetivo, que quedaría al margen del aprovechamiento si se acometiese el proyecto. Si todos los efectos de los proyectos pudiesen ser evaluados en términos monetarios equiparables, sería innecesario todo análisis de justificación ulterior. En ciertos casos, sin embargo, los imponderables, es decir, los efectos que no pueden ser adecuadamente expresados como beneficios o costos en términos monetarios, pueden ser de importancia suficiente como para justificar que se les tenga en cuenta en la formulación y elección de proyectos. En tales casos, si la escala de aprovechamiento es ampliada o restringida en comparación con la escala indicada en la base de los beneficios y costos tangibles, o si se incluyen o excluyen objetivos en razón de los imponderables u otras consideraciones, los efectos de tal medida, en función de un aumento o disminución en los costos o beneficios, deben ser claramente asumidos. Esto indicará la medida en que las recomendaciones finales del proyecto se apartan de aquellas que se habrían formulado únicamente sobre la base de factores tangibles, evaluados en términos monetarios.

### 8. Obtención de beneficios de la energía

Los beneficios de la energía producida por un proyecto hidroeléctrico se refieren al valor de la energía destinada al consumidor en función de la suma que

estaría dispuesto a pagar por ella. Con respecto a la mayor parte de las regiones de los Estados Unidos, es posible suponer que la potencia necesaria para responder a la mayoría de las demandas de energía podría obtenerse de corrientes alternas. Normalmente, por consiguiente, el costo de la energía procedente de la corriente alterna, proporciona una apreciación del valor de la energía que es posible acreditar al proyecto. Frente al predominio de la potencia eléctrica generada a vapor en vías de instalación en la mayor parte de los sectores del país, es de conveniencia general evaluar el rendimiento de los proyectos hidroeléctricos sobre la base del costo de las cantidades equivalentes de capacidad y energía procedentes de centrales eléctricas accionadas a vapor, considerando debidamente tanto las diferencias como las pérdidas de transmisión y costos anuales de transmisión.

Según se explica en el Memorándum Técnico N<sup>o</sup> 1, a que anteriormente se hizo referencia, el valor de la energía hidroeléctrica se expresa normalmente en función de dos elementos: *a)* un valor de capacidad, que corresponde a los elementos fijos del costo del abastecimiento de energía procedente de nuevas centrales alternas de electricidad generada a vapor; y *b)* un valor energético, que corresponde a los elementos variables del costo del suministro de la energía procedente de dichas centrales. Estos elementos de capacidad y energía del valor de la potencia son habitualmente expresados en términos de dólares por kW al año de capacidad regular, y milésimos de dólar por kWh de energía anual media, respectivamente.

En situaciones especiales, tales como el empleo de energía en las plantas de aluminio de la región noroccidental de Estados Unidos, la energía podría no ser adquirida a precios tan altos como el costo de la energía procedente de la fuente alterna en perspectiva, sino que antes bien sería utilizada en razón del bajo costo de la energía del proyecto. Puesto que los consumos de esta clase no se desarrollarían con costos de potencia al nivel del costo de las fuentes alternas de energía, sino que se desarrollarían con la energía a bajo costo del proyecto, es probable que se alcanzaran costos de potencia en algún punto situado entre ambos extremos. Cuando se dispone de datos adecuados para asumir tales consumos, el valor de la energía destinada al consumidor sería inmediatamente apreciable. En su defecto, el valor de la energía deberá ser calculado como el punto medio de los costos de la energía entre los dos extremos indicados más arriba. Se podrá observar, incidentalmente, que con el aprovechamiento de muchos de los mejores emplazamientos de potencia en vías de terminación o de construcción en el Noroeste, la situación expuesta en las líneas que anteceden está llegando rápidamente a su término.

### 9. Capacidad regular de una central hidroeléctrica

Capacidad regular de una central hidroeléctrica es la potencialidad de ella, a la que es posible asignar valo-

res de capacidad. Se define por capacidad regular de una central generadora su aptitud para llevar la carga en el intervalo y período especificados con relación a las características de la carga a suministrar. Ella se determina por factores tales como la potencia bajo condiciones hidrológicas adversas, factor de potencia de operación y porción de la carga que debe suministrar la central. Para una central hidroeléctrica dotada de almacenamiento de potencia, la capacidad regular es susceptible de variar a través de la vida del proyecto como resultado del empleo cambiante del almacenamiento disponible. Estudios hechos indican que, en muchos casos, la capacidad regular media de un proyecto hidroeléctrico dotado de almacenamiento a través de un período de 50 años, podría calcularse moderadamente como la potencia al nivel mínimo tope de las aguas primitivamente escogido, más la mitad de la diferencia entre aquella potencialidad y la capacidad instalada.

#### 10. *Ajuste del valor de la capacidad por generación hidráulica y a vapor*

Al calcular el valor de la capacidad susceptible de obtener de una central hidroeléctrica potencial, como también al determinar el costo de la capacidad procedente de las centrales alternas de energía eléctrica generada por vapor, se debe prestar consideración a los requisitos relativos de reserva del sistema, flexibilidad de funcionamiento, disponibilidad del servicio y otros factores relativos a los dos tipos de centrales. Algunas centrales hidroeléctricas están particularmente bien adaptadas para atender cargas máximas y funcionar como condensadores sincrónicos o como reserva rotatoria. Bajo condiciones hidrológicas favorables están en condiciones de suministrar energía más allá de su capacidad regular, siendo entonces posible introducir economías en los costos generales del sistema. Asimismo, y en contraste con la central hidroeléctrica relativamente sencilla, que consta de maquinaria resistente y que funciona a bajas velocidades y temperaturas, la moderna central eléctrica a vapor es un mecanismo intrincado y complejo que entraña equipo de alta presión, alta velocidad y alta temperatura y está sometido a mayor número de interrupciones (para fines de conservación y reparaciones). Estas consideraciones y otras menos tangibles son difíciles de evaluar y son también las materias que deben ser determinadas preferentemente sobre la base de un buen criterio y apreciación. Con frecuencia, la consideración de estos factores indicará que se justifica un crédito para el proyecto hidroeléctrico. El valor de ajuste de la capacidad por generación hidráulica y a vapor es susceptible de llegar hasta el equivalente del 10 por ciento del costo en el mercado de la capacidad referida, por generación eléctrica a vapor, pero normalmente equivale más o menos al 5 por ciento de dicho costo. El ajuste sería cero, sin embargo, en el caso en que instalaciones de transmisión comprendidas en el programa de explota-

ción de la central hidroeléctrica no contemplen un servicio tan regular como los de las centrales alternas de electricidad generada a vapor. Cuando se justifica un ajuste de valor de capacidad por generación hidráulica y a vapor, debe ser aplicado a la capacidad del mercado de la energía de reemplazo generada a vapor. El costo ajustado sería el valor en mercado de la capacidad de energía hidroeléctrica.

#### 11. *Ajuste del valor de la energía por generación hidráulica y a vapor*

Al emplear el mayor costo de la energía procedente de centrales alternas de energía generada a vapor, computado con los valores de la energía hidroeléctrica, se debe prestar atención a la diferencia de costo de energía susceptible de producirse cuando el factor medio anual de planta de la central hidroeléctrica proyectada es diferente de aquel al que se podría esperar que funcionara la central alterna de energía eléctrica generada a vapor. Como el factor anual de planta de dicha central es probable que disminuya con el tiempo, es necesario valerse de un factor de planta promediado a través de la vida útil de la central eléctrica a vapor más bien que del factor de planta a que dicha planta funcionaría inicialmente. Cuando el factor medio anual de planta de una central hidráulica es inferior a aquel al cual una central alterna generadora de electricidad a vapor funcionaría a lo largo de toda su vida útil, los estudios de sistemas de explotación demostrarán habitualmente que las unidades de generación eléctrica a vapor más antiguas y menos eficientes del sistema funcionarían a factores de capacidad más elevados que en el caso de que se construyese una central alterna de generación eléctrica a vapor. Esto daría por resultado un aumento en los costos medios de producción de energía por generación a vapor, lo cual debe tenerse en consideración al computar el valor de la energía hidroeléctrica. Si, como suele acontecer, el factor medio de vida útil de planta de la central hidroeléctrica es mayor que el de la central alterna de generación eléctrica a vapor, entonces el efecto de la construcción de la central hidroeléctrica consistiría en reducir el costo medio de producción de la energía generada a vapor. Para compensar estas diferencias en el mayor costo comparativo medio de la energía de las centrales eléctricas por generación a vapor, se debe proceder, cuando sea necesario, a un reajuste del valor de la energía hidroeléctrica. El efecto de este ajuste consiste en disminuir el valor de la energía hidroeléctrica cuando el factor de planta anual de la central hidroeléctrica es inferior al de la central alterna a vapor. Cuando sucede lo contrario, como es menos probable, el efecto será aumentar el valor de la energía hidroeléctrica. Para comodidad de computación, el ajuste se aplica habitualmente al costo en mercado de la energía generada a vapor. El costo ajustado sería el valor que tuviera en el mercado la energía hidroeléctrica.



## 12. Medios de transmisión

Los medios de transmisión elegidos para conducir hasta el mercado la energía procedente de un proyecto hidroeléctrico, o de una central alterna de electricidad generada a vapor, deben tener la capacidad suficiente para transportar la potencia máxima generada por la central. Para fines de calcular el costo de inversión de los medios de transmisión para centrales de energía eléctrica generada a vapor y alternadas con centrales hidroeléctricas, se debe prestar mucha atención, al hacer los cálculos, a la ubicación y disposición de tales medios tal como se hace para con las centrales hidroeléctricas. Esto es, con el objeto de garantizar una razonable disposición de circuito para suministrar energía a puntos de entrega equiparables. Muchas de las centrales eléctricas a vapor construidas hace poco están ubicadas a cierta distancia de los centros de carga, a fin de sacar partido de los emplazamientos de bajo costo, amplio abastecimiento de agua, fuentes económicas de suministro de combustible y zonas no susceptibles de llegar a tener reglamentos contra las molestias del humo. Se ha establecido en numerosos casos que la inversión por unidad para medios de transmisión de tales centrales es comparable, en magnitud, a una inversión para muchas centrales hidroeléctricas.

Para computar los valores de la energía en el lugar de generación para una planta hidroeléctrica en proyecto, el primer paso consiste en derivar los costos de la central alterna de generación de energía a vapor, que son luego modificados por los costos de transmisión y las pérdidas en la transmisión de la energía hasta llegar al costo de mercado. Aplicando la medida capacidad por generación tanto en la energía hidráulica como en la a vapor y ajustando los valores de la energía, el costo de la potencia generada a vapor en el mercado se confunde con el valor de la potencia hidroeléctrica. Finalmente, estos valores sufren rebaja en virtud del costo de los medios de transmisión hidráulica y las pérdidas de energía para obtener los valores de capacidad de la unidad en el emplazamiento y energía de la potencia hidroeléctrica.

## 13. Costos de la energía hidroeléctrica

La inversión en proyectos hidroeléctricos por kilovatio de capacidad instalada varía mucho de acuerdo con el tipo de proyecto, su tamaño, ubicación, cantidad y costo de los terrenos requeridos y el costo de la reubicación de los elementos dentro o cerca de las zonas de almacenamiento, como ferrocarriles, caminos, puentes y poblaciones. El costo total anual de un proyecto hidroeléctrico consiste en cargos fijos sobre la inversión del proyecto; gastos de producción, consistentes en costos de explotación y de conservación; y los gastos administrativos distribuidos y gastos generales.

Los elementos de los cargos fijos son el costo del dinero o interés; la depreciación o amortización; las reposiciones interinas; los seguros; y los impuestos fe-

derales estatales y locales que fuese del caso aplicar. Estas partidas están relacionadas en su totalidad con la inversión del proyecto y pueden ser expresadas en forma de porcentajes de dicha inversión. A continuación se resumen los cargos anuales fijos para los proyectos hidroeléctricos de financiamiento particular y de financiamiento federal, como se emplean en los estudios hechos en Estados Unidos por la Comisión Federal de Energía:

	Porcentaje de inversión	
	Financiamiento particular	Financiamiento federal
Costo del dinero o interés . . .	6.75	2.625
Depreciación o amortización . .	0.27	0.99
Reposiciones interinas (lineales) .	0.20	0.20
Seguro o sus sucedáneos . . . .	0.10	0.10
Impuestos federales a la renta . .	3.40 <sup>a</sup>	—
Impuestos federales varios . . . .	0.10	—
Impuestos estatales y locales o sus sucedáneos . . . . .	2.35 <sup>a</sup>	<sup>b</sup>
<b>Total . . . . .</b>	<b>13.17</b>	<b>3.915</b>

<sup>a</sup> Promedios porcentuales para todo el país.

<sup>b</sup> Comprendidos solamente cuando los consulta, específicamente, la legislación federal que los autoriza.

Los costos anuales de explotación y conservación de las centrales hidroeléctricas varían en razón inversa al tamaño de la instalación de planta, como se indica en la siguiente tabulación de algunos insumos actuales, aplicables tanto a centrales de propiedad particular como pública:

Capacidad instalada de planta (kW)	Costo anual de explotación y conservación por kilovatio de capacidad instalada (Dólares)
5 000 . . . . .	9.60
10 000 . . . . .	6.40
20 000 . . . . .	4.40
50 000 . . . . .	2.85
100 000 . . . . .	2.15
500 000 . . . . .	1.74
1 000 000 . . . . .	1.68
1 500 000 . . . . .	1.42

Los gastos anuales administrativos y generales equivalen normalmente al 35 por ciento del total de los costos de explotación y conservación (de un proyecto hidroeléctrico).

## 14. Impuestos exonerados

Como se indicó anteriormente, los valores de capacidad y energía de la potencia hidroeléctrica son habitualmente determinados sobre la base del costo de la potencia procedente de corrientes alternas, federales,

particulares o de otra clase que con más probabilidad serían utilizadas en ausencia del proyecto hidroeléctrico. En la mayor parte de los sectores de Estados Unidos esta fuente alterna sería una central eléctrica a vapor financiada por particulares. Al utilizar estos valores en el análisis económico de un proyecto hidroeléctrico federal, el resultado sería la inclusión de un elemento tributario en los beneficios, pero no en los costos del proyecto hidroeléctrico, ya que los proyectos federales normalmente no están afectos a pago de impuestos. Los organismos federales pertinentes de Estados Unidos, incluso la Comisión Federal de Energía, convinieron el 12 de marzo de 1954 en incluir una partida de "impuestos exonerados" en los costos hidroeléctricos federales para fines de formulación de proyectos y estudios de evaluación. Dichos impuestos exonerados proceden de los impuestos contenidos en los cargos fijos que gravitan sobre la planta alterna de electricidad generada a vapor más los impuestos contenidos en los cargos fijos que gravitan sobre los medios de transmisión requeridos para entregar al mercado la energía, menos los impuestos contenidos en los cargos fijos sobre los medios de transmisión requeridos para entregar la energía hidroeléctrica al mercado. Todos los pagos que el proyecto federal haga en sustitución de los impuestos estatales y locales de acuerdo con los requisitos de la legislación que les autorice, serían deducidos para obtener el monto neto de los impuestos exonerados.

#### 15. *Relación entre los beneficios y los costos*

En los estudios de formulación y evaluación para un aprovechamiento hidroeléctrico de objetivo único, se usaría el total de beneficios y costos del proyecto. Sin embargo, para un aprovechamiento de objetivos múltiples, los mayores costos comparativos, o separables, serían empleados al considerar si se incluye o no la energía como objetivo. Tales mayores costos comparativos incluirían también los correspondientes a la casa de fuerza y su equipo así como aquellos correspondientes a cualesquiera adiciones al dique y embalse resultantes de la inclusión de la energía. Sin embargo, estos costos no representarían, excepto en el caso de los proyectos de factibilidad económica marginal, la cantidad que correctamente debe ser asignada a la energía para fines de tarificación y reintegro. Los costos de la energía para estos fines se determinarían por una distribución de costos, como se verá.

#### 16. *Distribución de costos para proyectos destinados a objetivos múltiples*

El objetivo de la distribución de costos consiste en repartir equitativamente entre los fines atendidos los costos de los proyectos de objetivos múltiples. Es posible obtener un reparto equitativo impidiendo que se asigne a cualquier objetivo costos excesivos con cargo a los beneficios correspondientes; exigiendo que cada fin soporte por lo menos su mayor costo comparativo, o separable; y, dentro de estos límites máximos y mí-

nimos, consultando la participación proporcional de las economías resultantes de un aprovechamiento objetivo múltiple. La asignación de los costos del proyecto es necesaria cuando los cargos para la totalidad de ciertos productos o servicios del proyecto han de basarse sobre los costos incurridos por causa de ellos. Las tarifas de energía son normalmente establecidas sobre la base del reembolso de los costos.

En virtud del convenio del 12 de marzo de 1954, los organismos federales afectados de los Estados Unidos adoptaron como preferible para aplicación general el método de distribución de costos de beneficios remanentes de costos separables. Dicho método fue perfeccionado por el organismo predecesor de la actual Subcomisión de Normas de Evaluación, y aparece tratado en el "Libro Verde" a que se hizo referencia con anterioridad. En breves palabras, dispone: 1) asignar a cada objetivo sus costos separables, es decir los costos adicionales de inclusión del objetivo en el proyecto; 2) asignar a cada objetivo una cuota de costos conjuntos residuales o remanentes en proporción a los beneficios remanentes, es decir los beneficios (de acuerdo con las limitaciones impuestas por los costos alternativos) menos los costos separables. En esta forma, el método logra que se comparta equitativamente entre los objetivos las economías resultantes del aprovechamiento de objetivos múltiples.

#### 17. *Conclusiones*

Los criterios y procedimientos aquí esbozados para el análisis económico de proyectos hidroeléctricos propuestos dan una base sólida para considerar el aprovechamiento de la energía, ya sea en proyectos de energía de objetivo único o en conjunto con otros usos en empresas de objetivos múltiples correctamente formuladas. Esto es especialmente exacto en una economía en expansión en donde existe competencia por los bienes y servicios y se cuenta con otras fuentes alternativas de energía. Los estudios económicos son valiosos también para elegir entre posibles aprovechamientos hidroeléctricos alternativos.

Por supuesto, es preciso observar que la rígida adhesión en todos los casos a estos procedimientos para la justificación económica no siempre será indicada como necesaria o conveniente. A menudo no es posible contar con datos suficientes para la plena y cabal aplicación de los procedimientos y criterios expuestos. En el mejor de los casos, los problemas involucrados no son susceptibles de un enfoque tipo laboratorio para sus soluciones. Sin embargo, los análisis económicos preparados sobre una base lo más rigurosa posible llenan un fin necesario al considerar los proyectos hidroeléctricos propuestos, y sólo será lícito apartarse de las rígidas reglas de justificación económica con pleno conocimiento y consideración de todos los antecedentes disponibles y pertinentes a las decisiones.

Para terminar, deseo agradecer la ayuda de uno de mis principales colaboradores, George G. Adkins, en la preparación del presente documento.

## CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN LA PLANEACIÓN Y DISEÑO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE

por H. Bauer y K. Theilsiefje \*

Al construir centrales de embalse, hay que aclarar la potencia global de las máquinas que se piensan instalar, así como la altura a que debe embalsarse el agua. Como es lógico, se supone que al hacer los estudios de planeamiento, se tiene conocimiento de las condiciones hidrográficas. En el presente trabajo, consideramos un embalse anual, lo que da motivo a que, por lo que afecta a la hidrografía, tengan que utilizarse estimaciones meteorológicas extendidas a un período de tiempo de un año. Es necesario, para tal fin, conocer, no sólo el caudal total de agua disponible en un año, sino encontrar también una función matemática que exprese el caudal de afluencia en cualquier momento del año.

El problema consiste entonces en hallar, a base de la función citada, una altura de acumulación determinada y la potencia de las máquinas por instalar, de las cuales resulten condiciones ideales para la administración energética global del servicio del sistema interconectado. La central hidroeléctrica de embalse presta, pues, servicio junto con otras centrales; en el caso que nos ocupa suponemos que, además de la central de embalse, hay exclusivamente otras termoeléctricas encargadas de abastecer la red. Con el fin de desarrollar un método que, considerando el período de tiempo necesario para cubrir la amortización y los intereses, dé como resultado el óptimo económico, es imprescindible aclarar, en primer término, la forma en que tendrá que desarrollarse el servicio de la red durante el espacio de tiempo considerado. De la bibliografía existente se desprende que la demanda de energía determinada por los consumidores, debe repartirse siempre entre todas las centrales del sistema, de manera que satisfagan aquellas ecuaciones que expresen las circunstancias ideales. Únicamente bajo la condición de que el servicio se efectúe en la forma citada, tendrá objeto establecer cálculos comparativos con el fin de llevar a cabo el proyecto ideal de una central hidroeléctrica.

¿Cuáles son las características de una central hidroeléctrica óptima? Siempre que se trate de cubrir las puntas de consumo, es preciso efectuar comparaciones con otras alternativas, debiéndose considerar, por ejemplo, la alternativa de una central termoeléctrica. Por el contrario, cuando fuera necesario estudiar si, para reducir los gastos de servicio de un sistema ya existente, es útil construir una central hidroeléctrica, la comparación con otras fuentes de energía sería innecesaria. Sin embargo, también en este caso es pertinente averi-

guar cuál sería la central hidroeléctrica óptima. Por ser considerado como un caso especial, queda incluido en el análisis del método de planeamiento, de que nos ocuparemos después. Con la afluencia de agua anual se pueden ahorrar gastos de carbón, siendo ésta la razón por la cual se construyen centrales hidroeléctricas. Es lógico que, al comparar una central hidroeléctrica con una termoeléctrica, no se tengan en cuenta únicamente los gastos fijos (amortización, etc.). En un principio, parece que la fuente de energía de la central hidroeléctrica es gratuita en comparación con el combustible empleado en las centrales termoeléctricas; sin embargo habrá que considerar que como el agua sustituye al combustible, adquiere cierto valor. Por otra parte, como es sabido, la construcción del embalse y todos los demás trabajos de la obra civil, dan origen a que los gastos fijos de una central hidroeléctrica sean frecuentemente muy superiores a los de las termoeléctricas. Para que, a pesar de todo ello, al comparar ambos tipos de centrales durante el tiempo de amortización, quede justificada la construcción de una central hidroeléctrica, debe considerarse la gran economía que implica el hecho de que esté descartado en ella el uso del carbón. Las ventajas a que nos referimos deben ser las mayores posibles, y para ello se requiere que sea óptima la potencia de las máquinas por instalar. En resumen, puede decirse lo siguiente:

*Partiendo de la base de que las circunstancias en que se desarrolla el servicio de interconexión son óptimas, se procurará que, por el empleo de una central de embalse, sean máximos los ahorros de costos de combustible, descontando los gastos fijos de servicio y mantenimiento, y sumando a aquéllos los gastos fijos de la central termoeléctrica que tuvieran que hacerse para cubrir las puntas de carga.*

Al proyectar centrales hidroeléctricas hay que determinar principalmente las magnitudes desconocidas: "potencia a instalar" y "tamaño del embalse", de tal manera que, al utilizar posteriormente la central hidroeléctrica, en el servicio de interconexión, con otros centros generadores de energía, se consiga la máxima rentabilidad posible. Como se ha dicho ya anteriormente, será necesario operar todas las centrales, incluyendo las hidroeléctricas, según los principios de la distribución óptima de la carga, puesto que no tendría objeto proyectar una central hidroeléctrica para satisfacer condiciones óptimas si más tarde se pretendiera generar con ella energía eléctrica, en el servicio de interconexión, sin observar las condiciones óptimas; dicho de otro modo: el planeamiento no apoyado en

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.26.

las condiciones óptimas del servicio en interconexión, no podrá dar lugar a la consecución de una central hidroeléctrica óptima.

El servicio óptimo de interconexión significa que la valoración del agua ha de efectuarse en relación con los costos de combustible originados por las centrales termoeléctricas que contribuyen a asumir la carga de la red en cada momento. El factor de valoración para el agua no queda influido sólo por la carga de la red y por las situaciones en los gastos de combustibles que son completamente distintas cuando se trata de varias centrales termoeléctricas, como suele ocurrir normalmente, sino que depende también de la cantidad de agua que afluya a los embalses. Con la potencia hidráulica, influye sobre la valoración del agua el rendimiento y la altura útil de la caída acumulada, no siendo independientes entre sí las tres últimas magnitudes relacionadas. Para este servicio en interconexión no hay que considerar un óptimo instantáneo en la distribución de cargas, sino que es preciso tomar como base un ciclo que se repita, por ejemplo, un año. Para satisfacer las condiciones auxiliares del citado ciclo, como por ejemplo que la altura del nivel de las aguas en el embalse sea la misma al final del año que al principio del mismo, resulta una sola forma determinada de aplicación de todas las centrales, si se tiene en cuenta la curva anual de la carga de la red; dicha citada forma será la que debe tenerse en cuenta para determinar un mínimo en los costos de la energía eléctrica que se genere.

La potencia a instalar en la central hidroeléctrica y la construcción del embalse originan gastos anuales fijos. El método indicado permite determinar aquellos costos de construcción con los cuales se consigan economías máximas en los costos globales de combustible e insumos fijos anuales como consecuencia de la construcción de la central hidroeléctrica. También es factible que, incluso en el caso de que se dispusiese de la cantidad de agua necesaria, aumentando la potencia de las máquinas hidroeléctricas por instalar, fuesen escasas las economías alcanzadas, pudiéndose incluso dar el caso de que el servicio resultase menos económico que si, en lugar de la central hidroeléctrica, se hiciese uso de una central termoeléctrica especial, o de otra fuente de energía como, por ejemplo, el abastecimiento de una red ajena.

Se ha desarrollado, por tanto, un método basado en la consideración de las funciones de los incrementos de costos de todas las centrales termoeléctricas, ya que conduce, por ello, a resultados de confianza sin que se utilicen en el planeamiento de las cifras, usuales hasta la fecha, relativas al consumo de vapor o a los gastos específicos de la generación de energía. Como es bien sabido, los incrementos de los costos tienen que diferenciarse de los costos específicos correspondientes a la generación de energía.

El método de proyección desarrollado puede caracterizarse en resumen, como se expone a continuación:

Según el método matemático se determinan las economías máximas anuales de gasto de combustible que pueden conseguirse mediante la central de embalse, suponiendo que la mencionada central no se encuentra limitada en lo que a su potencia se refiere. Posteriormente, como consecuencia de las condiciones hidrográficas realmente limitadas, resulta una determinada potencia a instalar. Si se elevase esta última, no se aumentarían las economías conseguidas, pero, reduciendo la potencia, se podría alcanzar un resultado más favorable, como se trata detalladamente en el informe. A la potencia así determinada se restan los gastos fijos anuales de la central hidroeléctrica; deduciendo los gastos correspondientes a la aplicación de una central termoeléctrica por construir eventualmente, a modo de sustitución, de las economías anteriormente mencionadas. El excedente así conseguido llegará al máximo variando las características de la central hidroeléctrica —potencia instalada y altura del embalse— lo que se efectúa con el método numérico apropiado.

Los datos numéricos para la solución de las fórmulas matemáticas y la introducción de todas las condiciones secundarias, se verifican por medio de computadoras electrónicas digitales. Se ha establecido un programa de cálculo universal, que tiene validez general y que se puede emplear para diversos proyectos individuales. El factor de valoración del agua se corrige repetidas veces en forma automática, según la variación del ciclo considerado, de tal manera que el nivel de agua se encuentre a la misma altura al principio y al final del ciclo. Este programa de cálculo digital permite el planeamiento óptimo, racional y seguro.

## PROBLEMAS DE LA DISTRIBUCIÓN DE CARGAS EN REDES INTERCONECTADAS

por W. Henning, H. Bauer y H. Stössinger \*

El entrecruzamiento cada vez más pronunciado de las redes abastecedoras de energía eléctrica hace necesaria la disposición de puestos centrales para la dirección de redes.

El distribuidor de carga central tiene la misión de conseguir la aplicación económica de las fuentes de energía disponibles y mantener el abastecimiento de la corriente, aun cuando se presenten interrupciones.

Para obtener una información continua sobre el estado de la red, se utilizan, además de la comunicación telefónica, los medios auxiliares de la técnica de telefunción. Una instalación de telemedida da una idea sinóptica sobre la generación y distribución de la energía. Mediante instrumentos en el pupitre del distribuidor de carga se indican, aparte de los valores de potencia particulares, incluso las sumas totales de la generación propia y del intercambio con las redes vecinas. Se han dispuesto registradores en tableros laterales para los valores importantes de la potencia, indicándose sólo, a elección, los valores de medida de menor importancia para ahorrar vías de transmisión. Un esquema de la red sirve para vigilar el estado de conexión de la misma. Los avisos se caracterizan con luz intermitente que se convertirá en luz permanente una vez que el distribuidor de carga haya acusado recibo. Recurriendo a estas medidas auxiliares, el distribuidor de carga puede formarse rápidamente una idea sobre mayores perturbaciones y tomar las medidas necesarias. Estas se componen de órdenes breves transmitidas a las centrales, puestos de mando regionales u otros puestos de apoyo de la red para desconectar la carga, poner a disposición las máquinas, etc. Considerando las grandes distancias, en la técnica de telefunción se emplean aparatos que trabajan con transmisión de impulsos a través de vías varias veces aprovechadas. La telemedida se realiza según el procedimiento de la frecuencia de impulsos o de la variación de la frecuencia, en el tráfico multiplex de frecuencia o tiempo. Las órdenes y los avisos se convierten, principalmente mediante aparatos selectores, en telegramas de impulsos, y se transmiten. El aprovechamiento múltiple de las vías de transmisión (audiofrecuencia y canales de onda portadora) se efectúa mediante los correspondientes aparatos.

La potencia generada se adapta continuamente a la demanda variable de potencia para mantener la frecuencia de la red, mediante los reguladores del número de revoluciones de las máquinas motrices. Se requiere un reajuste para conseguir mantener correcta-

mente la frecuencia. Si se trata de un servicio de interconexión de varias redes, las redes vecinas auxilian a la red afectada por grandes fluctuaciones de la demanda. Se perturban de este modo las potencias de intercambio convenidas por contrato, y pueden restablecerse sólo por el correspondiente mando de las máquinas motrices de la red afectada. Un regulador automático de la red tiene la misión de mantener valores fijos para la frecuencia de la red y las potencias cedidas a las redes vecinas. El procedimiento de la frecuencia y potencias cedidas ha encontrado una extensa aplicación. En este caso, el regulador de la red reacciona especialmente sólo a variaciones de la carga en la red propia. Para la regulación de toda la red se necesitan conexiones a distancia desde los puestos de acoplamiento de las redes vecinas a fin de captar los valores de la energía intercambiada, y a las centrales de regulación, con el objeto de transmitir el grado de carga del regulador de la red. Utilizando el regulador de la red, el distribuidor de carga queda libre para encargarse de otros cometidos.

Se puede deducir de lo anteriormente expuesto, que los principios de la regulación de frecuencia y del intercambio de la potencia satisfarán las condiciones del servicio en interconexión en tanto se mantenga constante la frecuencia, y las potencias de intercambio correspondan a los valores requeridos ajustados. Hay que discutir ahora el problema de los puntos de vista con arreglo a los cuales debe dividirse la potencia total requerida en cada momento y la que debe generarse en las diversas centrales. Sería razonable dominar cada situación de la carga de tal modo que se produjese el gasto mínimo posible de combustibles, teniendo en cuenta, sin embargo, las pérdidas de la red. No sería conveniente operar únicamente para conseguir las mínimas pérdidas de la red, puesto que el mínimo de gastos no coincide con el mínimo de pérdidas.

Siempre que no se intente combinar automáticamente la regulación de la frecuencia y potencia directa con los puntos de vista para alcanzar el rendimiento óptimo, bastará con que el distribuidor de carga central disponga de una computadora analógica que calcule rápidamente la distribución de la potencia más ventajosa en cada instante, considerando la situación de los costos en las centrales. El distribuidor de carga determinaría, de vez en cuando, de acuerdo con el desarrollo diario de la carga, la distribución de la potencia mediante este aparato y transmitiría las correspondientes instrucciones a las centrales. Sin embargo, tal aparato podría utilizarse incluso para ordenar directamente a las centrales mediante equipos de mando a dis-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.15.

tancia, y así mantener constante no sólo la frecuencia de la red, sino alcanzar al mismo tiempo automáticamente la distribución óptima de la potencia en cualquier momento del ciclo de carga que diariamente se desarrolle. Se pueden incluir entonces también otras condiciones en la regulación óptima, las potencias de intercambio, por ejemplo. La potencia cedida o la energía adquirida de otras redes puede valorizarse, en este caso, con costos efectivos, de tal modo que un aparato central de computación analógica y de mando de esta índole, incluya las condiciones de potencia de los puestos de acoplamiento, teniendo en cuenta eventuales prescripciones de limitación, y optimice automáticamente y continuamente todo el servicio de la red respecto a los costos. Hay que prestar atención al hecho de que, en este caso, se puenteen económicamente incluso los estados de transición, por los que debe pasarse para mantener constante la frecuencia. Será preciso, por tanto, combinar las condiciones para mantener la misma frecuencia y regular las potencias de intercambio según las prescripciones de optimación, incluso en lo que se refiere a los aparatos, puesto que, de lo contrario, pudiera ocurrir que, debido a los procesos permanentes de regulación, sólo en contadas ocasiones quedase establecido el óptimo de la situación del servicio.

Para la distribución óptima de la carga se puede indicar una fórmula matemática, utilizando las funciones del incremento de los costos de las centrales térmicas y de los llamados coeficientes de pérdida de la red. Sin embargo, no puede realizarse rápidamente por el distribuidor de carga la solución de este sistema de ecuaciones sin recurrir a medios auxiliares especiales. Se utiliza, por tanto, en el recinto del distribuidor de carga, una computadora analógica especial, el Sielomat, con cuyo auxilio se puede solucionar fácil y rápidamente el sistema de ecuaciones. Las funciones de los costos de todas las centrales se reproducen en este aparato, teniéndose en cuenta, además, la situación de la red y, con ello, las pérdidas de la misma. El distribuidor de carga tiene que actuar sólo sobre un emisor del valor requerido para ajustar la potencia total deseada. El aparato determina entonces, automáticamente, la repartición de la potencia, indicándose directamente en megavatios las potencias activas de todas las centrales.

El aparato descrito (Sielomat es la marca registrada) representa en primer lugar sólo un medio auxiliar de cálculo para el distribuidor de carga. Se ve fácilmente que este aparato puede emplearse sin inconveniente alguno para la regulación automática de todas las centrales y para mantener constante la frecuencia de la red. Para conseguirlo, el emisor del valor requere-

do para la potencia activa de suma, dispuesto en el Sielomat, será influenciado por la desviación de la frecuencia en el sentido correcto, mediante un automatismo. Existe, por tanto, la posibilidad de que el Sielomat, a través del mando a distancia, influya directamente sobre los reguladores de las máquinas motrices de las centrales. Al reducirse la frecuencia, tiene que aumentarse la potencia generada y viceversa, lo que se lleva a cabo mediante la graduación del emisor del valor requerido en el Sielomat. Se realiza de este modo, en fin, incluso la regulación de la frecuencia, manteniendo un servicio muy económico en la aplicación de las centrales.

La realización de las instrucciones procedentes del distribuidor de carga central se lleva a cabo en los puestos de mando regionales, desde donde se mandan a distancia los interruptores y se gradúan los transformadores de escalones, la mayoría de las veces mediante interruptores de mando con acuse de recibo, dispuestos en un esquema de conexiones simbólico. Estos interruptores se utilizan preferentemente en los modelos miniatura para ahorrar espacio. Los elementos de maniobra de menor importancia (seccionadores) no se incluyen en el mando a distancia. Su posición únicamente se señala, y se acusa recibo de la misma en el esquema simbólico. Los valores de telemida se transmiten, en parte permanentemente y, en parte, a elección, al puesto de mando regional. Las subestaciones sin personal se equipan de forma especialmente amplia con avisos de alarma y de servicio transmitidos al puesto de mando regional. Considerando las menores distancias para los cometidos de la telefunción del puesto de mando regional, se utilizan en la mayoría de los casos conductores dobles de los cables de telemida, a modo de vías de transmisión. Para ello pueden emplearse frecuentemente también procedimientos más sencillos, tales como el mando de un solo conductor para el telemando, el procedimiento de convertidores de valores de medida con transmisión por corriente continua para la telemida de la potencia, y por último, el procedimiento con rectificadores para la telemida de la intensidad y tensión.

En el caso de una regulación, se desarrolla el servicio de la red según un plan ordinario predeterminado. Si se presentasen mayores perturbaciones de la red, el distribuidor de carga central puede formarse rápidamente una idea sobre la clase y la extensión del desperfecto, gracias a los medios auxiliares de la técnica telefónica, y transmitir la realización de las medidas necesarias mediante las instrucciones correspondientes a los puestos de mando regionales. Estos, a su vez, pueden realizar dentro de brevísimo tiempo tales medidas.

## ELECCIÓN Y DISEÑO DE GENERADORES PARA CENTRALES HIDROELECTRICAS, CON ESPECIAL REFERENCIA A AMÉRICA LATINA

por *Siegfried Rois y Hans Troger* \*

Las condiciones geográficas y económicas influyen sobre la elección y el diseño de las centrales hidroeléctricas. En América Latina por su enorme extensión, se encuentran casi todos los estratos geológicos y climatológicos. Puede decirse por ello que las condiciones dadas en los países latinoamericanos ofrecen otras formas y combinaciones que los países de ultramar o las naciones europeas, por lo que no podría tratarse de un sentido específico de desarrollo influido únicamente por aquellos países.

Sin embargo, hay ciertas influencias determinantes que tienen su punto de partida en las particularidades de la América Latina. Entre ellas figuran, principalmente:

a) Grandes sistemas fluviales cuya energía no se ha aprovechado todavía en la mayoría de los casos.

b) Grandes distancias entre los puntos en que se pueden establecer las centrales y los de consumo.

c) Difíciles condiciones de transporte para la construcción de centrales, dadas las grandes distancias entre ellos y las vías de comunicación.

d) Diversos factores climatológicos.

e) Rápido desenvolvimiento industrial que requiere una enorme producción de energía.

f) Pequeños consumidores independientes y aislados que han de abastecerse de energía con independencia de las grandes redes.

Los grandes sistemas fluviales del continente sudamericano pueden conducir al desarrollo de grandes unidades, e incluso las de mayor tamaño, cuya aplicación en Europa sería casi inimaginable, dadas las condiciones de ese continente. Por la situación de los grandes ríos, hay que construir aquí casi siempre las centrales en territorios interiores, relativamente o escasamente poblados. Los proyectos de Urubupunga, en Brasil, y el de El Chocón en la Argentina, constituyen dos ejemplos típicos. Los territorios de mayor población y los centros industriales, por el contrario, se encuentran principalmente en las zonas costeras. Esto significa que se precisan salvar grandes distancias tanto para el transporte de la energía eléctrica, como para el de los materiales necesarios para construir las centrales. Estos dos conceptos influyen considerablemente sobre la elección y el diseño de las máquinas. El desarrollo que han experimentado durante los últimos años los países latinoamericanos, se pronuncia en favor de la tendencia a construir grandes unidades de máquinas. La previsora administración de la energía

de las principales entidades responsables, ha tenido en cuenta esta tendencia del desarrollo, como se puede deducir de la central Furnas, que se encuentra en construcción, con alternadores de  $8 \times 160$  MVA, y de los proyectos del Orinoco y del lago Titicaca. Se aprecia claramente que, en el desenvolvimiento de las unidades de máquinas de gran tamaño y, principalmente, con números de revoluciones reducidos, tienen una enorme influencia las condiciones geofísicas de América Latina.

Con respecto a las usinas eléctricas destinadas a América Latina, hay que considerar los siguientes puntos característicos:

El transporte de la energía eléctrica, cubriendo grandes distancias entre la central y el consumidor mediante líneas aéreas de altísima tensión, debe suponer una gran capacidad de carga. Además, hay que contar con grandes sobretensiones por perturbaciones atmosféricas y con problemas especiales de estabilización y regulación.

Si se diseña una usina por ejemplo, para un número determinado de revoluciones y de una cierta potencia, con independencia de las condiciones especiales aludidas anteriormente, tendrá un precio, dimensiones, características eléctricas y peso, propios de un modelo óptimo. La elevada capacidad de carga de una línea de transporte de gran longitud, está determinada por una relación entre la marcha en vacío y un cortocircuito extremadamente grande. Para conseguir una relación superior al valor óptimo, hay que disponer un entrehierro mayor, mayor potencia de excitación y, por tanto, un precio más elevado.

Para anular los efectos de las sobretensiones que pudieran presentarse por influencias atmosféricas, habría que considerar el aislamiento de la máquina, montando descargadores de sobretensiones y condensadores de protección. Las relaciones de estabilización se estudiarán sobre un analizador de redes, como usualmente se hace. Las reluctancias y constantes de tiempo que resulten, se toman como base para diseñar la máquina. El sistema de excitación con reguladores de tensión, tiene que adaptarse también a las exigencias de las condiciones de transmisión. Para ello, es preciso ejecutar pruebas con un aparato analógico, con el fin de obtener los valores óptimos.

Las influencias tecnológicas, que varían de vez en cuando, procedentes de Europa y de los EE. UU. recaen también en parte sobre la electrotecnia. Entre otros efectos, se nota la existencia de redes de 50 ci-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.18.

elos por segundo de frecuencia y de otras de 60 ciclos por segundo. De ahí que, al proyectar el alternador, haya que tener en cuenta que éste funcione con las dos frecuencias citadas, y sea factible más tarde establecer una modificación para fijar la frecuencia definitiva. Un ejemplo típico son los alternadores para la instalación Temascal/México en el río Papaloapan, con una potencia de 49 MVA cada uno, cuyos devanados del estator se realizaron para conmutarlos de 50 a 60 ciclos por segundo. De aquí resultan problemas de muy diversa índole en el intercambio de energía y en la interconexión de redes de diversas frecuencias.

Al hacer el proyecto, se tendrán muy especialmente en cuenta las condiciones del transporte con pesos y dimensiones reducidos. Los elementos de construcción se han desarrollado mediante la introducción de la forma constructiva ligera, empleo de materiales especiales, subdivisiones muy prolijas, etc., hasta el punto de que estos factores no presentan ningún inconveniente para construir unidades de muy grandes dimensiones. Es sabido, por otra parte, que la construcción de grandes unidades sólo puede realizarse cuando el montaje de la máquina tiene lugar al pie de obra. El resultado de ello son los alternadores con rotores de chapas encadenadas. Únicamente con ellos ha sido factible transportar desarmado el rotor, sin que se perjudique su resistencia mecánica en el servicio. El estator de los alternadores se ha ido subdividiendo cada vez más desde que se empezaron a aplicar las construcciones soldadas.

Por no existir sistemas de redes interconectadas entre los diversos países de la América Latina, hay que tomar precauciones especiales, en la regulación de los grupos de máquinas, para mantener constante la frecuencia con independencia de los impulsos de carga (de los diversos grandes consumidores). Para facilitar estas condiciones, los alternadores tienen que poseer un gran momento de impulsión. La parte hidráulica presenta, en muchos casos, exigencias similares impuestas por los fabricantes del alternador, dados los grandes caudales de agua y las alturas de salto relativamente pequeñas de que se dispone. Al desviarse del llamado momento de impulsión natural de la máquina para alcanzar valores mayores, se eleva, como es lógico, el precio de la misma. La construcción del rotor de chapas encadenadas permite colocar en forma sencilla las unidades destinadas a alcanzar un momento de impulsión mayor, siendo los costos adicionales relativamente pequeños.

Por ser muy grande la inversión de capital en la obra civil de las grandes centrales, se debe reducir la altura constructiva del grupo de máquinas para economizar en las construcciones. En lugar del tipo constructivo clásico con las excitatrices principal y auxiliar ordenadas sobre el alternador trifásico, la aplicación del alternador trifásico auxiliar montado en la carcasa de la máquina principal con el convertidor de excitación dispuesto separadamente, ha acertado conside-

rablemente la altura constructiva. Otra de las ventajas de esta disposición es la posibilidad de elegir el número de revoluciones del grupo convertidor lo más elevado posible y con independencia del número de revoluciones de la máquina sincrónica. Estas máquinas de gran número de revoluciones son de dimensiones mucho menores, proporcionando en general una reacción de excitación mucho más elevada. Así se influye positivamente el conjunto de la regulación de la tensión. Los convertidores de excitación se colocan en cualquier lugar de la central, con independencia de los alternadores trifásicos.

El amplio campo de las condiciones climatológicas encuentra también resonancia en la construcción y proyecto de las máquinas.

El más moderno desarrollo de los materiales aislantes a base de resinas sintéticas, que suelen aplicarse principalmente en estas zonas tropicales con elevada humedad del aire, facilita en gran medida el cumplimiento de las exigencias de mayor seguridad. Los devanados con aislamiento de resinas sintéticas, no sufren envejecimiento perceptible bajo estas difíciles condiciones climatológicas, siendo además resistentes al ataque de termitas. Los nuevos materiales aislantes permiten aumentar considerablemente las tensiones de las máquinas, y precisamente en los grupos de máquinas de gran tamaño, para que la intensidad de la corriente sea reducida y económica, teniendo en cuenta las grandes potencias de que tratamos.

El transporte desde el fabricante europeo hasta el lugar de la obra requiere que se dedique mucha atención al embalaje. Entre los muchos puntos que hay que considerar, se encuentra el transporte a través del Atlántico, diversos transbordos, los posibles transportes fluviales sobre pequeñas embarcaciones, el difícil transporte por carretera, el transporte con ferrocarriles de vía estrecha, largos tiempos de almacenamiento, y los diversos climas a que se somete el material durante las diversas fases del transporte. Entre las medidas más efectivas contra los efectos de la humedad, se encuentran las capas de protección de las piezas mecanizadas, el revestimiento interior del embalaje con cartón embreado o materiales similares, y los recubrimientos adicionales de protección de las distintas piezas. Si se supone que las piezas han de almacenarse en el lugar de la obra durante mucho tiempo, es recomendable que se recubran allí las piezas con una capa de algodón. Los repetidos transbordos y la frecuente falta de los aparatos de elevación adecuados, así como el difícil transporte hasta el lugar de la obra, requieren un embalaje seguro y cuidadoso de todas las piezas. Como se cambia frecuentemente el medio de transporte, es de esperar que se produzcan choques violentos que han de tenerse en cuenta al determinar el embalaje.

El montaje global en estas zonas, pone de relieve puntos de vista que difieren mucho de los europeos. Para organizar el curso del montaje, hay que tener en cuenta, por una parte, la gran distancia a que se encuentra la fábrica, y por otra, las condiciones locales.



Lo primero exige que el montaje se realice bajo la dirección de unos pocos expertos del fabricante, utilizando personal especializado y auxiliar del país de destino. Se tiende a que la grúa tenga la capacidad mínima posible, cosa que a su vez influye sobre el montaje. Por ejemplo, para la construcción de la central de Furnas se estudió la manera de conseguir que el rotor del alternador se transportase en dos piezas, con la grúa de la central.

La construcción considera las condiciones locales, posibilitando el montaje con un mínimo de complicados y costosos dispositivos auxiliares.

Al realizar el proyecto, hay que considerar que debe hacerse todo lo posible por evitar los dispositivos complicados, a fin de garantizar el servicio perfecto con un mínimo de personal y de trabajos de mantenimiento.

Como es lógico, además de las grandes centrales de que hemos tratado, se construyen en la América Latina centrales con alternadores de potencia media, que no presentan ninguna particularidad. Nos resta, por tanto, tratar el ramo de las centrales hidroeléctricas pequeñas y las de menor tamaño, cuya realización

depende también de las condiciones especiales de la América Latina. Una de las consecuencias de la reducida densidad de población en extensos territorios, es la ausencia de redes de media tensión. De modo que no hay otra posibilidad que abastecer independientemente estos pequeños centros consumidores, estableciendo pequeñas centrales. Las pequeñas centrales están sometidas a la exigencia de que su construcción sea muy simple y maciza, que requieran un mínimo de vigilancia y servicio, y que su construcción sea económica. Para satisfacer estos requisitos, se aplican en general máquinas síncronas con excitatrices incorporadas, o máquinas síncronas de tensión constante. Entre otros, se han creado grupos completos en los cuales la turbina, el alternador y la instalación de manejo se encuentran reunidos en una caja común. Una gran variedad de combinaciones garantiza la solución óptima para cada caso particular. Indiquemos, finalmente, que los elementos constructivos de estos grupos, se toman de series de tipos ya existentes, y que únicamente mediante su combinación podrán satisfacerse las condiciones de instalación que son apropiadas para América Latina.

# CONSIDERACIONES PARA LA ELECCIÓN DE INSTALACIONES GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por K. Weinlich \*

## 1. Generalidades

Al proyectar instalaciones para la generación de energía eléctrica, se planea siempre el problema de elegir, entre los varios sistemas, el más apropiado en relación con condiciones locales precisas. Más adelante se tratarán detalladamente todos los factores relacionados con los siguientes sistemas de accionamiento de generadores:

### A. Fuerzas naturales

1. Turbinas hidráulicas
2. Turbinas de viento

### B. Combustibles

1. Calor
  - a) Máquina de vapor (turbina de vapor)
  - b) Turbina de aire caliente
2. Fuerza de combustión
  - a) Motor diesel (motor de gasolina)
  - b) Turbina de gas
  - c) Máquina de émbolo libre
3. Procesos de combinación

### C. Energía nuclear

Únicamente se describen instalaciones fijas de potencia superiores a 1 MW. Los límites de potencia superiores son diversos. Sin embargo, para grandes potencias por unidad, debe considerarse prácticamente sólo la turbina de vapor.

Como valor esencial para la comparación, se considera, en primer término, el precio de la energía referido a los costos anuales y, en segundo término, las características especiales de cada uno de los tipos de accionamiento arriba indicados. Los valores que se relacionan son solamente aproximados y corresponden a las condiciones normales; para casos especiales, se determinarán específicamente.

## 2. Precio de la energía eléctrica

Como base para la combinación, se tomarán los costos por kilovatio-hora determinados, partiendo de los costos anuales de la energía eléctrica, considerando la amortización del capital invertido, los gastos normales y los costos de combustible. El cálculo se efectúa según la siguiente fórmula:

$$s = \frac{k}{v} a + \frac{b}{\eta} + z$$

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.17.

en la que

- $s$  = precio de la energía eléctrica en centavos de dólar/kWh  
 $k$  = costos específicos de la instalación en dólares/kW  
 $a$  = parte proporcional del capital  
 $v$  = horas de marcha a plena carga en horas por año  
 $b$  = costos específicos del combustible en centavos de dólar/860 kcal  
 $\eta$  = rendimiento global en tantos por 1  
 $z$  = los demás costos en centavos de dólar/kWh (lubricantes, gastos especiales en instalaciones nucleares, etc.)

Cada uno de los miembros de esta fórmula influye tan notablemente sobre el precio de la energía eléctrica, que es necesario ocuparse detenidamente de la importancia con que influyen.

### a) Costos de instalación específicos

Son: *i*) costos de los equipos de máquinas y eléctricos, *ii*) costos de la obra civil y *iii*) costos de las instalaciones auxiliares.

Para fines de comparación, conviene tener presente sólo los costos de la unidad generadora en cuestión, repartiendo a prorrato los costos de las instalaciones auxiliares: toma para el agua de refrigeración, depuración química del agua, carbón, extracción de cenizas, talleres, laboratorios, etc.; porque estas instalaciones suelen estar proyectadas para abastecer varias unidades. En lo que a la parte eléctrica se refiere, deben tenerse en cuenta solamente los costos para el consumo propio de la energía eléctrica. El transformador de bloque, la instalación de maniobra a la intemperie y los transformadores de puesta en marcha y de regulación, se considerarán como pertenecientes a la red, puesto que la extensión y por lo tanto el precio de estas instalaciones, pueden presentar grandes diferencias.

Los costos de la unidad generadora se refieren a la potencia máxima en los bornes del generador, teniendo presente que el consumo propio se considera como si se derivase después de haber salido de los bornes del generador. El punto más favorable del rendimiento de la maquinaria motriz, puede ser inferior a la potencia de referencia, que es lo que se llama "potencia instalada". Lo que se transmite a la red queda disminuido en el consumo propio.

Los costos específicos de la instalación se deducen de:

$$k = \frac{A}{N}$$

en la que

$k$  = costos específicos de la instalación en dólares/kW  
 $A$  = costos de instalación de una sola unidad en dólares  
 $N$  = potencia máxima del generador de la unidad incluyendo el consumo propio en kW (potencia instalada).

b) *Intereses anuales del capital*

Para la amortización anual de una instalación, se establece siempre un porcentaje determinado llamado "anualidad", que se refiere al valor de la instalación y comprende el período total de la amortización así como el interés del capital. El tiempo total de la amortización debe corresponder más o menos a la duración de la instalación; el rédito del capital depende de las condiciones de crédito y de amortización. Se suele emplear la siguiente fórmula:

$$a' = 100 \frac{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^n \cdot \frac{p}{100}}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^n - 1}$$

siendo:

$a'$  = anualidad en porcentos  
 $n$  = período total de servicio en años (duración)  
 $p$  = intereses anuales en porcentos

En Alemania se cuenta con un tipo de interés del 6 por ciento anual, suponiendo condiciones normales.

c) *Gastos auxiliares*

Los costos anuales de amortización

$$\left(\frac{a'}{100} \cdot A\right)$$

no tienen relación con el tiempo de servicio de la instalación en el curso de un año, por cuya razón los costos de la energía se cargan según su aprovechamiento. A estos últimos se agregan los gastos supletorios para reparaciones, personal, seguros, impuestos, etc. Este método no es completamente exacto puesto que, por ejemplo, los gastos de reparaciones dependen en cierto grado de la duración del servicio (sin embargo, este error es despreciable). Normalmente, se comparan distintos sistemas de instalaciones sujetos a las mismas condiciones de servicio; por otra parte, los gastos supletorios son pequeños si se comparan con los costos de amortización. Por este motivo la parte proporcional del capital se reduce como sigue:

$$a = a' + a''$$

siendo

$a$  = la parte proporcional del capital en porcentos por año  
 $a'$  = la anualidad en porcentos por año  
 $a''$  = la parte de los gastos supletorios en porcentos por año

d) *Aprovechamiento*

La cantidad de horas de marcha a plena carga, es característica para el aprovechamiento de la instalación, pues representa las horas de servicio durante las cuales la instalación debería prestar servicio, con la potencia instalada, para suministrar efectivamente el trabajo anual marchando con diversas cargas. Expresado todo esto en una fórmula, resulta:

$$v = \frac{L}{N}$$

en la que

$v$  = horas de marcha a plena carga por año  
 $L$  = trabajo anual en kWh en los bormes del generador  
 $N$  = potencia instalada en kW

Si se dividen por 8 760 las horas de plena carga (número total de horas en un año), se obtiene el llamado "factor de aprovechamiento".

e) *Costos del combustible*

Los costos del combustible tienen importancia en todas aquellas instalaciones en las que se cubre la demanda de energía mediante combustibles que tienen que comprarse. Los precios del combustible se indican corrientemente por tonelada o por kilogramo del mismo. Para los cálculos de rentabilidad es usual referir los precios a la unidad de cantidad de calor del poder calorífico, por ejemplo, a 10<sup>6</sup> kcal. Tomando como base el precio referido a 860 kcal, se obtiene el precio del combustible que sería necesario para generar 1 kWh, suponiendo un rendimiento del 100 por ciento. Este valor forma la base de cálculo:

$$b = 860 \frac{P}{H_u}$$

siendo

$b$  = costos específicos del combustible en centavos de dólar/860 kcal  
 $P$  = precio del combustible en centavos de dólar/kg o en dólares/100 kg  
 $H_u$  = poder calorífico inferior del combustible en kcal/kg

Para dar una idea de la magnitud de los costos del combustible, se indican los precios franco mina o refinería, considerando las condiciones económicas en Alemania durante el año 1959.

<i>Combustible</i>	<i>Costos específicos del combustible en centavos de dólar/860 kcal</i>
Carbón (lignito - antracita) . . . . .	0.12 - 0.24
Aceite combustible (pesado-ligero)	0.20 - 0.40
Combustible para motor diesel . . . . .	0.85 aproximadamente
Gasolina . . . . .	1.30 aproximadamente
Combustibles nucleares según su enriquecimiento . . . . .	0.06 - 0.12

Sobre el precio influyen notablemente los gastos de transporte que aumentan con la distancia, siendo también tanto mayores cuanto más reducido sea el poder calorífico del combustible. Todo esto se tendrá en cuenta al elegir el punto de situación de la central. Las cifras indicadas anteriormente son únicamente valores aproximados, y deben calcularse exactamente para el emplazamiento de la central y para todos los combustibles en cuestión.

### f) Rendimiento

Para determinar el rendimiento medio anual debe tomarse como base el rendimiento de la instalación con carga ideal, partiendo del combustible, hasta llegar a los bornes del generador, sin deducir el propio consumo eléctrico. El rendimiento puede expresarse de diferentes maneras:

i) En porcentaje o fracción de la unidad de la potencia suministrada en comparación con la energía empleada; por ejemplo, en centrales hidroeléctricas, la potencia cedida en bornes del generador en comparación con la potencia absorbida, que es el resultado de multiplicar el caudal de agua por el salto útil.

ii) El consumo de calor, es decir, la cantidad de calor que hay que consumir para producir un kilovatio hora de energía eléctrica; por ejemplo, en turbogrupos a vapor la cantidad de calor contenida en el vapor consumida por kilovatio hora de potencia en bornes del generador.

iii) El consumo de combustible necesario para generar un kilovatio hora en bornes del generador; método usual en instalaciones diesel.

En algunos casos se presentan para combinar estas tres definiciones, como puede ponerlo de manifiesto el ejemplo de una central térmica. En este caso, el rendimiento de la caldera se indica en tantos por cientos. Sin embargo, para el turbogrupo con el circuito de precalentadores, es decisivo el consumo de calor. El rendimiento global se expresa siguiendo cualquiera de las tres definiciones.

Para comparar instalaciones generadoras de energía eléctrica de los más diversos tipos, se debe iniciar el rendimiento en tantos por cientos. Este procedimiento obliga a convertir de otra manera las magnitudes indicadas en el rendimiento porcentual y se lleva a efecto como sigue:

$$\eta' = \frac{86\,000}{W}$$

en la que

$\eta'$  — rendimiento con carga ideal en tanto por ciento  
 $W$  — el calor consumido para la carga ideal en kcal/kWh

$$W = \frac{b' \cdot H}{1\,000} = 1.36 \frac{b'' \cdot H_u}{1\,000}$$

siendo

$b'$  = consumo de combustible con carga ideal en g/kWh  
 $b''$  = consumo de combustible con carga ideal en g/CVh =  $1.36 b'$   
 $H_u$  = poder calorífico inferior en kcal/kg

$$\eta' = \frac{86 \cdot 10^6}{b' \cdot H_u} = \frac{63.2 \cdot 10^6}{b'' \cdot H_u}$$

El rendimiento a carga ideal hay que adaptarlo a las condiciones de servicio, introduciendo algunos factores:

$f_B$  = factor para el consumo propio. Este factor reduce la potencia en los bornes del generador de la potencia eléctrica necesaria para el consumo propio del bloque, así como en la parte correspondiente a los equipos auxiliares queda indicado en las descripciones particulares).

$f_T$  = factor de carga parcial. Este factor puede determinarse si se conoce el programa de servicio de la unidad y la dependencia de los rendimientos con carga parcial del rendimiento de carga, según la siguiente fórmula:

$$f_T = \frac{\eta_1 h_1 + \eta_2 h_2 + \eta_3 h_3 \dots \eta_n h_n}{100 h}$$

siendo

$h = h_1 + h_2 + h_3 + \dots$   
 $\eta_1, \eta_2, \eta_3 \dots \eta_n$  Rendimientos a carga parcial para una carga ideal = 100 por ciento  
 $h_1, h_2, h_3 \dots h_n$  Duración del servicio para los rendimientos parciales correspondientes en horas  
 $h \dots$  Duración total de un ciclo del programa de servicio en horas

$f_A$  = factor para puesta en servicio y parada. Para fines de orientación es de suponer que las pérdidas para la puesta en servicio y la parada dependen del tiempo necesario para el arranque y de la relación entre el tiempo de arranque y el del servicio.

$$f_A = \frac{h_B}{h_B + h_A}$$

siendo

$f_A$  = factor para puesta en servicio y parada  
 $h_B$  = duración del servicio con carga en horas  
 $h_A$  = tiempo de puesta en servicio en horas

$f_V$  = factor para equilibrio insuficiente y suciedad. Si la instalación se encuentra en servicio permanente pero a diversas potencias, resultan pérdidas adicionales que dependen de la clase, magnitud y número de las variaciones de carga, así como del grado de suciedad, que sólo pueden estimarse aproximadamente.

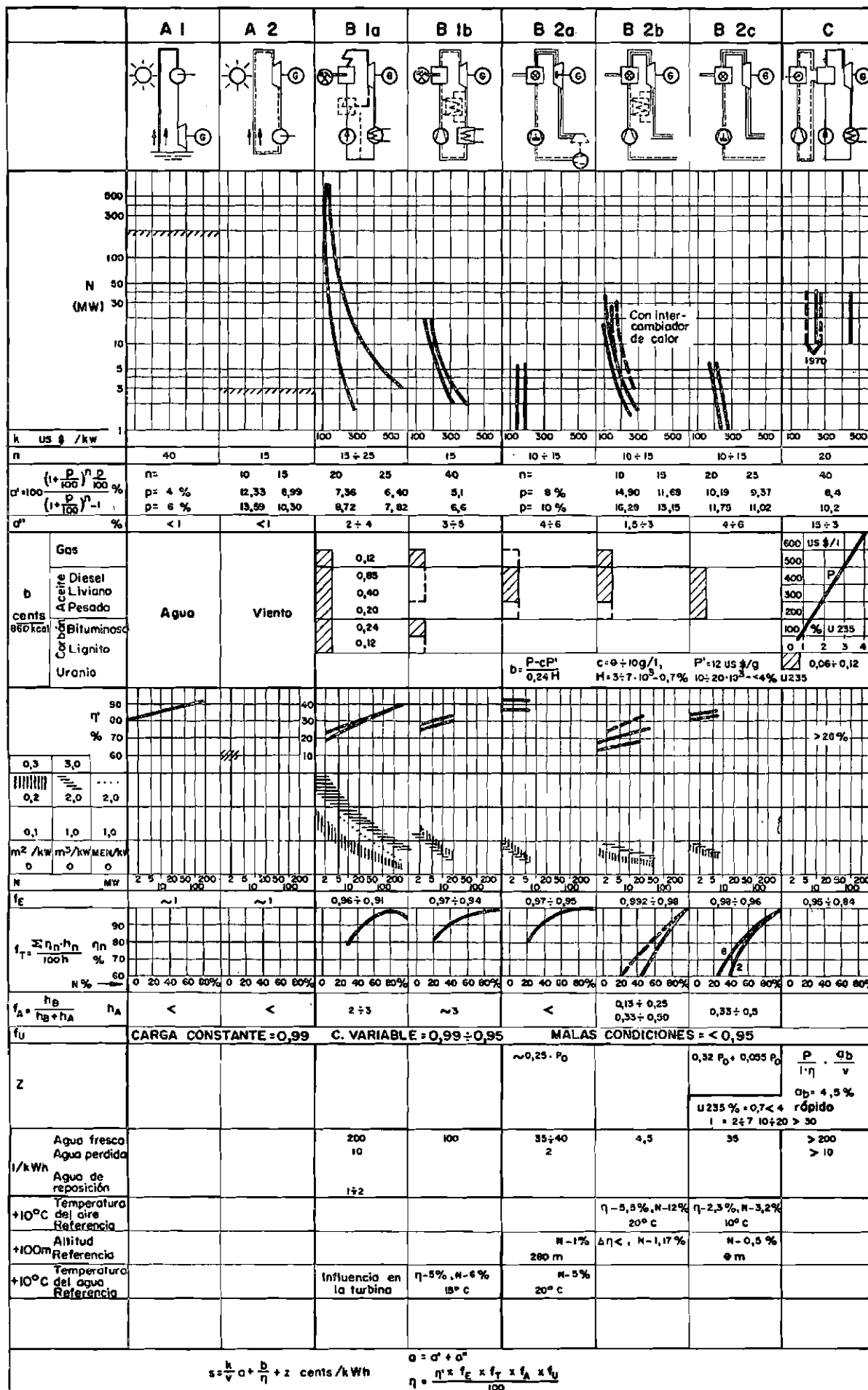
El precio de la energía eléctrica depende, en gran parte, del rendimiento que se determina con la fórmula siguiente:

$$\eta = \frac{\eta'}{100} \cdot f_B \cdot f_T \cdot f_A \cdot f_V$$

en la que

$\eta$  = rendimiento global en tantos por 1 por término medio en el año, referido a la potencia del generador.

Gráfico 1



### g) Otros gastos

Hay distintas instalaciones y emplazamientos en los cuales resultan otros gastos adicionales, que tienen una gran influencia sobre el precio de la energía eléctrica. Puede haber, por ejemplo, un elevado consumo de lubricantes, o ser necesario tomar el agua para la refrigeración de una red pública, pagando el precio de la misma.

En las centrales nucleares hay que tener en cuenta también las tasas de préstamo para los materiales fósiles y la ganancia resultante del efecto autorregenerativo, así como los gastos por el cambio de los elementos.

### 3. Comparación de las distintas clases de instalaciones generadoras de energía eléctrica

Los valores y datos de importancia correspondientes a cada uno de los tipos considerados, necesarios para establecer un criterio con respecto a la instalación generadora de energía eléctrica, se indican en el gráfico I.

#### A 1 Turbinas hidráulicas

Las centrales hidráulicas pueden ser del tipo de embalse, fluviales (frecuentemente formando cadenas de centrales), y de acumulación por bombas. En muchos casos, sirven para resolver problemas de circulación (navegación), para el regadío, o como protección contra inundaciones, etc. El aprovechamiento del agua queda limitado por las condiciones naturales del terreno. En todo el mundo se aprovecha en la actualidad sólo un 30 por ciento de la energía hidráulica disponible, en lugares adecuados.

#### A 2 Turbinas de viento

En instalaciones aisladas. Por ejemplo, en lugares apartados —suponiendo buenas condiciones del viento— la instalación con turbina de viento puede competir con el grupo eléctrico diesel, especialmente cuando en ambos casos tenga que disponerse de una batería para acumular la energía.

En las instalaciones formadas por grupos de máquinas para abastecer las redes existentes, se encuentran ya solucionados los problemas que se presentan, pudiéndose tener en cuenta su empleo en las zonas en que los vientos sean favorables.

#### B 1a Turbina de vapor (máquina de vapor)

En el gráfico II se han representado los diseños principales normalizados, en conexión con la capacidad de potencia (ASME - Estados Unidos, VDEW - Alemania, IEC - Internacional).

Dada la posibilidad de utilizar los más diversos combustibles, el campo de aplicación es muy extenso, y se extiende, desde los pequeños accionamientos auxiliares y las turbinas industriales, hasta las unidades de gran tamaño.

244

#### B 1b Turbina de aire caliente

Las turbinas de aire caliente se emplean en pequeñas centrales de servicio permanente (por el prolongado tiempo de arranque). Dado el favorable comportamiento con carga parcial, se admite una carga sujeta a fuertes variaciones.

#### B 2a Motor diesel (motor de gasolina)

Si el aceite lubricante tiene un precio elevado, habrá que tener en cuenta que en forma aproximada, se necesitan 2.5 g/kWh. Así resulta para los otros costos:

$$z = \frac{o}{10} \cdot P_o$$

$z$  = otros costos en centavos de dólar/kWh  
 $o$  = consumo de aceite lubricante en g/kWh  
 $P_o$  = precio del aceite lubricante en dólares/kg.

El campo de aplicación se extiende a las instalaciones generadoras de energía, con una potencia total de hasta 15 MW. Por el buen rendimiento y la rápida disposición para entrar en servicio, el grupo diesel (electrógeno) es apropiado para instalaciones pequeñas, para instalaciones destinadas a cubrir las crestas, así como para grupos de emergencia.

#### B 2b Turbina de gas

Las turbinas de gas que trabajan en circuito abierto, son especialmente adecuadas para cubrir las puntas, dado el breve tiempo que necesitan para su puesta en marcha.

Las turbinas de gas con intercambiador de calor se han acreditado ya como instalaciones medianas en servicio permanente.

#### B 2c Máquina de émbolo libre

Serán de conveniente aplicación las instalaciones de émbolo libre, para cubrir las puntas y para pequeñas centrales, cuando puedan emplearse aceites pesados.

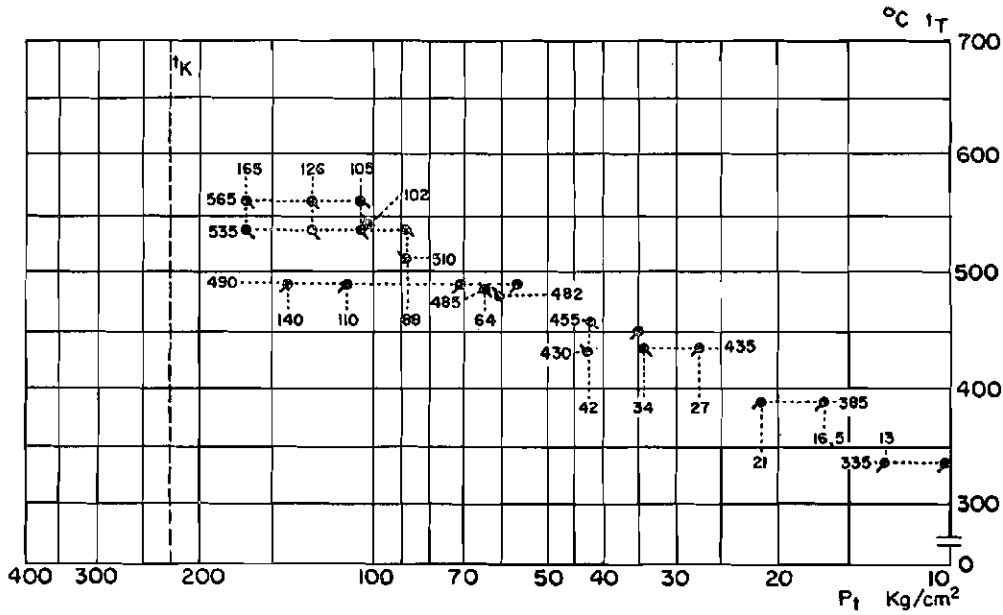
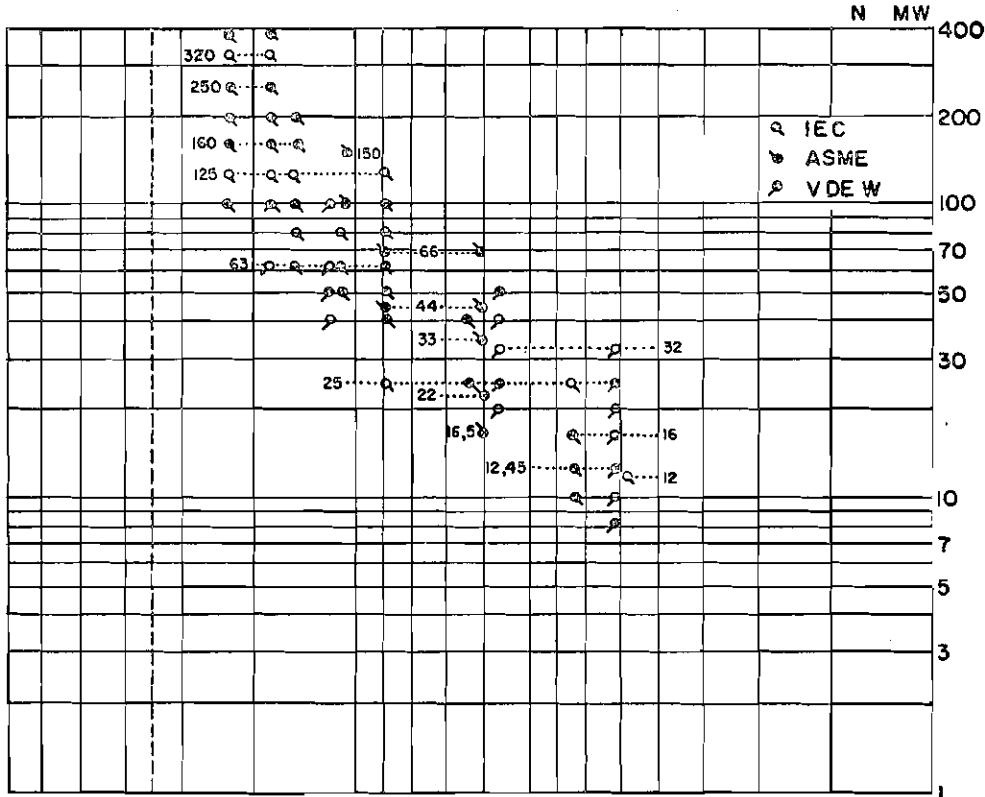
#### B 3 Procesos de combinación

Todos los procesos en circuito cerrado citados en los apartados B 1 y B 2, pueden mejorarse para aproximarlos al ciclo de Carnot ideal, consiguiéndose un rendimiento termodinámico más elevado al aumentar el salto térmico.

### C Energía nuclear

Para los elementos de material fósil de la primera carga incluyendo los de reserva, aparecen costos adicionales. Frecuentemente (en los Estados Unidos) las entidades oficiales para la energía nuclear prestan los elementos de material fósil, para lo cual es preciso abonar una cantidad en concepto de préstamo.

Gráfico II



Deberá aplicarse la siguiente fórmula:

$$z = \frac{P}{l \cdot \eta} \cdot \frac{a_b}{v}$$

en la que

- $z$  = diversos costos en centavos de dólar/kWh
- $P$  = precio del material fósil en dólares/kg
- $l$  = potencia específica del reactor en MW
- potencia del reactor por tonelada de carga de materia fósil (MW/tonelada)
- $\eta$  = rendimiento referido a la unidad en los bornes del generador que, a su vez, se refiere a la potencia térmica del reactor

- $a_b$  = anualidad o derechos de préstamo para los elementos de material fósil en tanto por ciento anual (normalmente 4.5 por ciento)
- $v$  = horas de marcha a plena carga por año, en horas.

Cuando, al mismo tiempo que se consume, se genera plutonio (reactor autorregenerador), puede venderse éste, reduciendo así los gastos por combustible, que se calculan por la fórmula:

$$b = \frac{P - c \cdot P'}{0.24 \cdot H}$$

- $b$  = costos específicos del combustible en centavos de dólar/860 kcal

### g) Otros gastos

Hay distintas instalaciones y emplazamientos en los cuales resultan otros gastos adicionales, que tienen una gran influencia sobre el precio de la energía eléctrica. Puede haber, por ejemplo, un elevado consumo de lubricantes, o ser necesario tomar el agua para la refrigeración de una red pública, pagando el precio de la misma.

En las centrales nucleares hay que tener en cuenta también las tasas de préstamo para los materiales fósiles y la ganancia resultante del efecto autorregenerativo, así como los gastos por el cambio de los elementos.

### 3. Comparación de las distintas clases de instalaciones generadoras de energía eléctrica

Los valores y datos de importancia correspondientes a cada uno de los tipos considerados, necesarios para establecer un criterio con respecto a la instalación generadora de energía eléctrica, se indican en el gráfico I.

#### A 1 Turbinas hidráulicas

Las centrales hidráulicas pueden ser del tipo de embalse, fluviales (frecuentemente formando cadenas de centrales), y de acumulación por bombas. En muchos casos, sirven para resolver problemas de circulación (navegación), para el regadío, o como protección contra inundaciones, etc. El aprovechamiento del agua queda limitado por las condiciones naturales del terreno. En todo el mundo se aprovecha en la actualidad sólo un 30 por ciento de la energía hidráulica disponible, en lugares adecuados.

#### A 2 Turbinas de viento

En instalaciones aisladas. Por ejemplo, en lugares apartados —suponiendo buenas condiciones del viento— la instalación con turbina de viento puede competir con el grupo eléctrico diesel, especialmente cuando en ambos casos tenga que disponerse de una batería para acumular la energía.

En las instalaciones formadas por grupos de máquinas para abastecer las redes existentes, se encuentran ya solucionados los problemas que se presentan, pudiéndose tener en cuenta su empleo en las zonas en que los vientos sean favorables.

#### B 1a Turbina de vapor (máquina de vapor)

En el gráfico II se han representado los diseños principales normalizados, en conexión con la capacidad de potencia (ASME - Estados Unidos, VDEW - Alemania, IEC - Internacional).

Dada la posibilidad de utilizar los más diversos combustibles, el campo de aplicación es muy extenso, y se extiende, desde los pequeños accionamientos auxiliares y las turbinas industriales, hasta las unidades de gran tamaño.

#### B 1b Turbina de aire caliente

Las turbinas de aire caliente se emplean en pequeñas centrales de servicio permanente (por el prolongado tiempo de arranque). Dado el favorable comportamiento con carga parcial, se admite una carga sujeta a fuertes variaciones.

#### B 2a Motor diesel (motor de gasolina)

Si el aceite lubricante tiene un precio elevado, habrá que tener en cuenta que en forma aproximada, se necesitan 2.5 g/kWh. Así resulta para los otros costos:

$$z = \frac{o}{10} \cdot P_o$$

$z$  = otros costos en centavos de dólar/kWh  
 $o$  = consumo de aceite lubricante en g/kWh  
 $P_o$  = precio del aceite lubricante en dólares/kg.

El campo de aplicación se extiende a las instalaciones generadoras de energía, con una potencia total de hasta 15 MW. Por el buen rendimiento y la rápida disposición para entrar en servicio, el grupo diesel (electrógeno) es apropiado para instalaciones pequeñas, para instalaciones destinadas a cubrir las crestas, así como para grupos de emergencia.

#### B 2b Turbina de gas

Las turbinas de gas que trabajan en circuito abierto, son especialmente adecuadas para cubrir las puntas, dado el breve tiempo que necesitan para su puesta en marcha.

Las turbinas de gas con intercambiador de calor se han acreditado ya como instalaciones medianas en servicio permanente.

#### B 2c Máquina de émbolo libre

Serán de conveniente aplicación las instalaciones de émbolo libre, para cubrir las puntas y para pequeñas centrales, cuando puedan emplearse aceites pesados.

#### B 3 Procesos de combinación

Todos los procesos en circuito cerrado citados en los apartados B 1 y B 2, pueden mejorarse para aproximarlos al ciclo de Carnot ideal, consiguiéndose un rendimiento termodinámico más elevado al aumentar el salto térmico.

#### C Energía nuclear

Para los elementos de material fósil de la primera carga incluyendo los de reserva, aparecen costos adicionales. Frecuentemente (en los Estados Unidos) las entidades oficiales para la energía nuclear prestan los elementos de material fósil, para lo cual es preciso abonar una cantidad en concepto de préstamo.



## CONSIDERACIONES ECONÓMICAS AL ELEGIR LA TENSIÓN DE LAS REDES ABASTECEDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por F. Wienken, H. Dorsch y W. Bückner \*

La rentabilidad del abastecimiento de energía eléctrica queda determinada, en lo esencial, por la magnitud y el número de las tensiones de este abastecimiento. La elección de las tensiones está determinada por una serie de factores, como, por ejemplo, la potencia transmitida, la curva de las cargas, la consideración de tensiones ya existentes, la valorización de las pérdidas, las normas vigentes, etc. Por todos estos motivos, es casi imposible indicar una solución de validez general; por el contrario, para la elección de las tensiones, sólo pueden indicarse conceptos generales que se deducen de los estudios de la rentabilidad y de las experiencias obtenidas con las redes existentes.

De acuerdo con los problemas que deban solucionarse, un sistema de abastecimiento puede constituirse con uno, dos o más "planos de tensión" necesarios para el abastecimiento de los consumidores y para lograr un servicio de interconexión económico. En numerosos países se han conformado ya denominaciones especiales para los diferentes planos de tensión.

Todo nuevo proyecto deberá considerar, ante todo y detalladamente, cuál tensión representa la solución más económica, considerando cada uno de los factores citados más arriba. En caso de *ampliaciones* de redes ya existentes deberá examinarse si, a largo plazo y desde un punto de vista técnico y económico, las tensiones ya existentes son suficientes, si estas tensiones deberán ser cambiadas de inmediato o para el futuro, por otras, y cuáles tensiones serán las preferidas. Además, tratándose de tensiones muy elevadas, deberán analizarse las influencias climatológicas, el dimensionamiento del aislamiento y la rentabilidad sobre la configuración de las redes.

Los estudios hechos hasta aquí muestran que, para nuevos proyectos, en la *gama de tensiones medias* no deberían emplearse tensiones inferiores a 10 kV, siempre que no sea necesaria una alimentación de motores de alta tensión. En ciudades con redes de cables resultan económicas las tensiones entre 10 y 20 kV, mientras que para las redes rurales de líneas aéreas extensas, dichas tensiones se encuentran entre 15 y 30 kV. En las redes urbanas con cables, las longitudes de los mismos, comparadas con las de las líneas aéreas en las redes rurales, son mucho más pequeñas; por el contrario, el número de las estaciones transformadoras y las potencias de estas últimas son mucho más elevadas, de tal manera que, según vaya aumentando la densidad de carga, los costos de las estaciones trans-

formadoras ejercerán también una mayor influencia. Como los costos de los cables en dependencia de la tensión aumentan más rápidamente que los de las líneas aéreas, la tensión media más económica no tenderá mucho más hacia los valores superiores de lo que ya sucede en las redes rurales de líneas aéreas.

Se recomienda el empleo de tensiones medianas más elevadas debido a la mayor capacidad de transmisión de las líneas, la reducción de los costos de las líneas por la elección de secciones reducidas, las pequeñas diferencias de tensiones en las líneas, la disminución de las pérdidas de transmisión, los costos específicos menores por la posibilidad de construcción de estaciones transformadoras de mayor potencia, las reducidas corrientes de cortocircuito a potencias de cortocircuito iguales y, finalmente, la reducción del número de las tramas de líneas que salen de las estaciones de transformación.

Según va aumentando la potencia, se superpone a la red de media tensión *otra de alta* tensión para poder transportar la energía en forma más económica hasta los centros de carga y alimentar en este puesto la red de tensión media, a través de estaciones transformadoras. Los costos de los elementos de la red en la zona de alta tensión, aumentan con el crecimiento de la tensión más rápidamente que en la zona de la tensión media, con excepción de las líneas aéreas. Llama la atención aquí el brusco aumento de los costos de las instalaciones de maniobra a tensiones elevadas. De esto puede derivarse que, en las redes rurales de alta tensión y de gran extensión, en las que las líneas aéreas representan la mayor parte de los gastos totales de la red, es posible aumentar la capacidad de las redes en forma relativamente económica, eligiendo tensiones más altas. Desde luego, esta medida es lógicamente sólo conveniente cuando la capacidad de las redes vaya a ser aprovechada completamente, una vez terminada su instalación.

En las redes urbanas con cables de alta tensión, los gastos de inversión crecen bruscamente con el aumento de las tensiones, debido al alto porcentaje de los cables y de las instalaciones de distribución y maniobra. La elección de una tensión económica tiene aquí una mayor importancia, ya que la curva de los costos de la red en dependencia de la tensión no es tan plana como la de las líneas aéreas, sino que muestra un mínimo más pronunciado.

La elección de una tensión alta para una red urbana puede estar influenciada, en cierto grado, por el

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.16.

- $P$  = precio del material fósil en dólares/kg (incluyendo su preparación y transporte)  
 $c$  = plutonio obtenido en gramos por kg de material fósil (se trata de algunos gramos pero no más de 10 ni incluso con uranio enriquecido)  
 $P'$  = ganancia por el plutonio en dólares/g (actualmente unos 12 dólares/g)  
 $H$  = consumo por tonelada de material fósil en MWD/tonelada

Algunos de los tipos de centrales nucleares que, en la actualidad, se encuentran en desarrollo, podrán trabajar en un futuro próximo en forma económica, cons-

tituyendo grandes unidades. Se encuentran en estado de desarrollo algunos tipos de reactores que, en un futuro más lejano, reducirán a tal punto los precios de la energía eléctrica, que no podrán competir con ellos los de las centrales térmicas.

No se citan aquí sus características porque todavía no son muy precisables. Únicamente hay que agregar que, en la actualidad, necesitan mucha cantidad de agua (aproximadamente, el 50 por ciento más que la necesaria para una central térmica a vapor de la misma importancia).

hayan determinado la magnitud de la tensión de servicio, las secciones de los conductores, el aislamiento necesario y la traza de la línea, se deberá decidir sobre la configuración de la estructura de soporte de la misma.

La forma de los postes determina no sólo los cos-

<sup>1</sup> Véase IEC, *Recommandations for insulation coordination*, publicación 71/1960.

tos de éstos, sino incluso los de los cimientos, debido a la influencia que ejerce el ancho de los postes sobre la carga de los cimientos. Es importante la determinación del vano óptimo para los costos mínimos de postes, cimientos, aisladores, guarniciones, puestas a tierra y adquisición de terrenos.

Hay que considerar, en primer lugar, las condiciones climatológicas para la determinación de las tensiones mecánicas y la construcción de los conductores.

voltaje de la red interconectada alimentadora o por la tensión de transmisión de las centrales que se encuentren en las cercanías. Adaptando la tensión de la red urbana a la otra tensión, se obtienen muchas veces ventajas económicas, ya que se ahorra una transformación.

Por regla general, el *escalonamiento* entre la tensión media y la alta tensión depende del desarrollo temporal de la carga, de la densidad de la carga y su distribución en la zona de abastecimiento, de la tensión en la red interconectada y de las normas vigentes para las tensiones. Cuanto más rápidamente se desarrolle la carga en una zona de abastecimiento, tanto mayor podrá ser el escalonamiento de las tensiones, ya que la red de alta tensión superpuesta será cargada económicamente en un próximo futuro y las inversiones realizadas se amortizarán en una fecha próxima. Esencial importancia tiene aquí el tipo de intereses que haya que pagar por el capital necesario para las inversiones. Depende también de si el capital necesario puede proporcionarse fácilmente o sólo después de salvar grandes dificultades. Si la carga se desarrolla lentamente, entonces puede tomarse como valor de referencia, para un escalonamiento favorable de la tensión media a la tensión alta, la relación de 1:3.

En caso de aumentar normalmente la carga, dicha proporción puede crecer de 1:5, aproximadamente. Únicamente en casos de aumentos excepcionales de la carga o cuando existan otros motivos especiales, deberá tomarse para el escalonamiento de la tensión, la relación de 1:10. En el centro de una capital, por ejemplo, con 20 MVA/km<sup>2</sup> y aún más puede ser ventajoso un escalonamiento de la tensión de 1:10, mientras que, en las zonas del extrarradio con una densidad de carga reducida, sería conveniente una tensión intermedia en la relación de 3:1 hasta 5:1 respecto a la tensión media. Con esta tensión intermedia se abastecerían en forma económica y durante un período relativamente largo las zonas de extrarradio hasta que la densidad aumentase tanto que fuera conveniente cambiar la citada tensión intermedia por la tensión alta empleada en el centro de la capital. La adaptación de las tensiones a los voltajes normalizados lleva consigo una simplificación del almacenamiento de las piezas de repuesto para las empresas abastecedoras, y, para las casas proveedoras de equipos eléctricos, la posibilidad de una fabricación racional.

En la práctica, se ha formado un gran número de escalonamientos de tensión. Sin embargo, basándose en los estudios realizados, parece que conviene efectuar el escalonamiento dentro de los límites siguientes:

150 . . . 220 kV/60 . . . 70 kV/10 . . . 20 kV  
 ó 110 . . . 150 kV/30 . . . 70 kV/10 . . . 20 kV  
 ó 110 . . . 150 kV/10 . . . 20(30)kV

La elección de la tensión de servicio más económica para transportar la energía eléctrica a larga distancia, depende de la potencia de transmisión requerida y de la distancia.

Al elegir la tensión, conviene prever una de las tensiones normalizadas propuestas por IEC, ya que existen, tanto para dichas tensiones como para las líneas y para los equipos de las subestaciones, construcciones y precios que pueden compararse internacionalmente, pudiendo efectuarse así un cálculo exacto de la rentabilidad. Para un problema de transmisión determinado, debe comprobarse detalladamente si la tensión elegida representa la solución más económica teniendo en cuenta, en este caso, por ejemplo, la duración de servicio anual, los gastos de capitalización (intereses, amortización y entretenimiento), así como el precio de la corriente.

Además de la elección de la tensión, tiene importancia decisiva la determinación de la sección más económica de los conductores. Tratándose de cables de acero/aluminio, la densidad de corriente económica a los precios usuales relativamente a la duración de servicio anual, tiene los siguientes valores:

*Duración de servicio anual*

3 000 horas	0.9 a 1.1 A/mm <sup>2</sup>
4 500 horas	0.7 a 0.9 „
6 000 horas	0.6 a 0.8 „

Hay que mantener ciertos diámetros mínimos para los conductores con vistas a las perturbaciones provocadas por alta frecuencia y las pérdidas de corona. Según las experiencias y los estudios realizados en Alemania, puede considerarse admisible una intensidad media del campo eléctrico marginal de 15 a 16 kV/cm (valor efectivo). Pueden considerarse como valores de orientación para líneas trifásicas dobles, por ejemplo, los siguientes diámetros mínimos de los conductores:

<i>Tensión de servicio máxima</i> $U_m$	<i>Diámetro mínimo de conductores</i>	
	<i>1 conductor parcial</i>	<i>2 conductores parciales</i>
245 kV . . . . .	28 a 30 mm	20 a 22 mm
420 kV . . . . .	51 a 53 mm	35 a 37 mm

Los costos de los medios de servicio para transmisiones de alta tensión dependen del nivel requerido para el aislamiento, es decir de la capacidad aislante requerida para tensiones de impulso y tensiones alternas (tensiones de prueba). Las experiencias de servicio obtenidas en muchos países y el continuo mejoramiento de los descargadores de sobretensiones dan como resultado que internacionalmente se tienda a disminuir el nivel de aislamiento para transmisiones de altísimas tensiones. Se diseña en los Estados Unidos, por ejemplo, actualmente, en las redes de 245 kV con puesta a tierra eficaz del punto neutro, una parte de los transformadores para un nivel de onda entera de 750 kV, mientras que los valores recomendados por IEC<sup>1</sup> todavía tienen magnitudes de 900 u 825 kV.

En el proyecto de líneas aéreas, y una vez que se

ciada, debido al muy limitado período en que se usan los fondos inmovilizados en el sobreequipamiento.

Finalmente, en lo que a estimaciones se refiere, es ilusorio hablar de precios por kW o por kWh de un aprovechamiento hidroeléctrico, pues las variables son demasiado numerosas para que esta somera apreciación tenga sentido.

#### b) Valor de la energía

Todas las instalaciones hidroeléctricas producen kWh, cuyo valor se sabe que varía mucho; el problema consiste en cómo definir ese valor.

Se sabe que el consumo de energía eléctrica varía de una estación a otra (es un poco mayor en el invierno que en el verano en los países de clima frío), de día a día (es mayor en los días laborables en que el consumo industrial aumenta); y de hora a hora: en general, en todo sistema hay horas de punta de carga, en que los consumidores desean emplear la energía, y horas de poca demanda, en que necesitan muy poca electricidad.

Consideraremos dos casos diametralmente opuestos y admitiremos que en el primero existe ya un excedente de energía en ciertos períodos. El empleo de esta energía por un usuario no costaría casi nada a la colectividad, porque el precio marginal por kWh en un aprovechamiento hidroeléctrico es muy reducido. Durante las horas de energía excedente, ésta debe usarse completamente antes de que pueda consumirse la producción de energía adicional. La única manera de lograrlo consiste en rebajar la tarifa de venta de la energía durante esas horas. ¿Qué valor concreto, *a priori* inferior al que rige, habría que adoptar para alcanzar ese objetivo?

Si el precio es demasiado bajo, el consumo podría aumentar indebidamente. Por lo tanto, sería necesario determinar, primero, la curva de elasticidad de la demanda durante las horas de exceso de producción.

La tarifa que se ha de aplicar correspondería teóricamente a la intersección de la curva de elasticidad de la demanda durante las horas consideradas, y la recta expresaría la capacidad total de producción de los aprovechamientos existentes. El precio resultante representaría el valor real de la producción antes en exceso.

En el segundo caso, se supondrá que hay escasez de energía, es decir, que no se pueda satisfacer toda la demanda, y de ahí resulta la redistribución de la carga, o la negativa a conectar a nuevos consumidores. Este es un problema de simetría similar al anterior: el valor de la energía producida durante el período de escasez es superior al que resulta de las tarifas cobradas. En este caso, también ese valor se representaría por la intersección de la curva de la demanda con la recta que representa la producción "actual". En teoría, convendría utilizar este valor para fijar el precio de venta de la energía. Esta construcción sirve para definir el "rendimiento" financiero del consumo de

energía que se ha suprimido aplicando una tarifa demasiado elevada (o debido a la escasez).

Pero, sin entrar en ninguna de las muchas especulaciones que pueden hacerse sobre el valor de la energía eléctrica, puede darse a estas consideraciones una interpretación puramente económica. Basta cambiar la definición de la curva de elasticidad. Cualquiera que sea el sistema económico, liberal o no, siempre se pueden clasificar los usos de la energía según el rendimiento económico creciente y basta emplear la curva obtenida mediante esta clasificación, en vez de la curva de elasticidad, para obtener una definición exclusivamente "económica" del valor de la energía que puede producirse y que será también similar a la anterior.

En resumen, "el valor" de la energía asociada al sistema actual de producción y de consumo es determinado por:

- la capacidad total ("completa") de producción del sistema existente,
- las curvas de elasticidad de la demanda.

Este valor es superior o inferior a la tarifa vigente, todo depende de si hay escasez o exceso de energía.

Se considera que el sistema existente funciona en condiciones ideales si se utilizan en forma "completa" sus posibilidades, lo que supone, entre otras cosas, que se han de vaciar todos los embalses y que con frecuencia se emplearán las centrales hasta el límite de su capacidad.

Teóricamente, habría 8 760 curvas de elasticidad en un año y, por consiguiente, 8 760 valores para la energía.

#### 2. Criterio para elegir y proyectar un sistema exclusivamente hidráulico

Desde el punto de vista teórico, el problema consiste en adoptar continuamente la oferta disponible de nuevas instalaciones a una demanda creciente de energía, explotando recursos hidráulicos inexplorados que existan en el país de que se trate, con el mínimo de gastos.

Es necesario, por tanto, elegir el nuevo equipo y establecer la dimensión de sus tres variables características. En la sección anterior se indicaron en forma muy general las estimaciones para una central hidroeléctrica, y se demostró cómo podrían influir sobre éstas la elección de las variables básicas. Los ejemplos siguientes muestran que lo mismo sucede con los servicios prestados.

Considérese, por ejemplo, el caso de una central que aprovecha el caudal de pasada y que no tiene embalse. Si el régimen hidrológico de este río es similar al régimen de los ya aprovechados, la sobredotación de la central no tendrá mucho interés. Se dará el caso opuesto si el régimen del río es muy diferente al de la mayoría de los que alimentan el sistema. Pero admitamos que es posible construir un embalse de regulación, de bajo costo, que permitiera almacenar los

# TARIFAS Y MÉTODOS DE SELECCIÓN DEL EQUIPO HIDROELÉCTRICO

por M. Bouvard \*

## Introducción

Los criterios para elegir las nuevas instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica suelen establecerlos ciertos servicios de las empresas privadas o públicas que se encargan de ello. En cambio, la fijación de tarifas para la venta de energía al público corresponde a otros servicios, que, a menudo, deben someter a estudio las que recomiendan a la aprobación del gobierno. Por último, los sistemas de producción son explotados por servicios que no se ocupan directamente ni del equipo ni de la fijación de tarifas.

No obstante, desde el punto de vista económico, se considera esencial que las bases para elegir las nuevas instalaciones, determinar sus dimensiones y fijar las tarifas de venta, sean similares o por lo menos concordantes. Sólo un alto grado de concordancia puede conducir al ajuste económico del sistema de producción-consumo.

### 1. Precio de costo y valor de la energía en un sistema hidráulico

Se supondrá desde el comienzo que es posible resolver completamente el problema de comparar sumas anuales y capital obtenido mediante capitalización, a una tasa de interés moderado. Sin entrar en un estudio detallado de numerosas cuestiones, algunas de las cuales son casi de naturaleza filosófica, se considerará que, desde ese punto de vista, el problema está completamente resuelto.

#### a) Monto de las inversiones

Los diferentes tipos de central que se pueden construir en un país con una topografía claramente definida, estarían determinados exclusivamente por tres variables:

V — El volumen del embalse que se puede construir en cada aprovechamiento;

D — La dimensión D de las canalizaciones.

Aunque existan diferentes tipos de canalización (conductos, galerías, canales), el diámetro (o dimensión característica en el caso de un canal) puede fácilmente "acoplarse" con valores correspondientes. Basta que se considere no el precio en función del diámetro, sino el precio en función de la pérdida de carga, para que los valores marginales, sobre estas curvas características, sean idénticos para las diferentes

categorías de canalización. A cada dimensión económica de los tipos de obras (por ejemplo, una galería), corresponde entonces un diámetro bien definido de otra obra (por ejemplo, un conducto).

El caudal máximo obtenible, al mismo tiempo, determina la potencia instalada en el aprovechamiento.

Si en el territorio geográfico estudiado, se considera que  $A_1, A_2, \dots, A_n$  son la estimación de cada instalación cuyo trazado se supone definido, se obtienen las siguientes funciones:

$$\begin{matrix} D_{a_1} (V_1, D_1, Q_1) & D_{a_2} (V_2, D_2, Q_2) \dots \\ D_{a_n} (V_n, D_n, Q_n) & \end{matrix}$$

D representa la estimación de cada una de las instalaciones.

Las funciones de  $D, D_{A_1}, D_{A_2}, \dots$  se especificarán mediante un estudio técnico y financiero de cada emplazamiento.

El examen teórico de los datos sobre los que se basan las estimaciones, permite formular varias conclusiones interesantes:

i) El precio en función del volumen del embalse conduce siempre, más allá de cierto volumen, a un precio marginal por m<sup>3</sup> de agua almacenada, que aumenta y es superior al valor medio.

Si se adopta un volumen que cumpla con esta condición, se obtiene la solución más económica; si por razones especiales se necesitara almacenar agua por encima de esa capacidad óptima, el precio del agua por m<sup>3</sup> resultaría superior.

ii) El precio de la energía o de la potencia que se obtiene al aumentar el diámetro de las canalizaciones tiende invariablemente a un valor marginal infinito a medida que el diámetro aumenta. Ello se debe a que la pérdida de carga es inversamente proporcional a la quinta potencia del diámetro.

iii) En cambio, el precio medio por kW disminuye a medida que aumenta el caudal máximo utilizable de un aprovechamiento.

En la mayoría de las centrales se tiene, en efecto:

$$D_{2Q} < 2_{DQ}$$

ya que existiría casi siempre la posibilidad de doblar el caudal máximo utilizable al construir dos centrales aprovechando el mismo caudal unitario. Para un aprovechamiento dado, no existe en general energía a un precio de costo medio mínimo.

Naturalmente, cuando los períodos de utilización de energía son demasiado reducidos (en el sentido que en este término se explica a continuación), el precio resultante por kWh aumenta en forma muy pronun-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.35.

con las consiguientes distorsiones de la producción y el consumo, que, en general, estarían mal ajustados.

Si, por razones exclusivamente económicas, por ejemplo, se desea adoptar tarifas diferentes a las basadas en el costo, habría que interpolar nuevos criterios, que se definirían según los objetivos que se persiguen con la fijación de tarifas.

Los factores precedentes podrían aplicarse a algunos casos sencillos.

Primero, en el caso de una central con una capacidad de producción rigurosamente constante durante todo el año, sin posibilidad de fluctuación diaria.

Las horas del año se agrupan en tres categorías: horas de poca demanda, de carga plena y de carga de punta, que se caracteriza por tres curvas de elasticidad.

Un precio único para la energía sería ilógico, pues la demanda del consumidor varía de un grupo de horas a otro y habría exceso de producción en las horas de poca demanda si ésta se pudiera satisfacer completamente en las horas de punta, o escasez de energía en las horas de punta si se absorbiera toda la producción en las horas de poca demanda.

Si existiera una tarifa única, el consumo sería  $W_p$ ,  $W_{pi}$ ,  $W_b$ , en tanto que la adopción de tarifas  $P_b$ ,  $P_{pi}$  y  $P_p$  garantizaría el consumo del total de la energía. El caso siguiente sería el de un curso de agua natural, con cierto régimen hidrológico, que se supondrá similar al de otros ríos que alimentan la misma red. Este régimen se caracterizaría por la curva de los caudales clasificados. Se estudiaría entonces el caudal máximo que se deriva de un aprovechamiento determinado. Se supondrá que el precio de venta es constante durante todo el año. En general, el precio medio por kWh físico de un aprovechamiento comienza a disminuir a partir del caudal de estiaje hasta un cierto grado de producción, y aumenta después, a partir de este valor mínimo. De ese modo, si el valor del kWh en función del tiempo no está sujeto a cambio, existirá la tendencia a aprovechar las caídas de aguas hasta un punto en que el precio por kWh es mínimo y, por lo tanto, más allá del caudal mínimo; esto crearía un excedente de producción sin interés para el consumidor, quien no encontraría utilidad alguna en modificar sus hábitos y en consumir más energía producida en aguas altas, que se perdería.

En cambio, si se aplica una tarifa más baja a los kWh producidos después del período de estiaje, a fin de alentar el consumo del excedente que ya existe, conviene limitar el ritmo de aprovechamiento de las nuevas caídas adoptando las mismas tarifas, siempre que la tendencia física a la disminución del precio por kWh, debido al aumento del caudal máximo utilizable, sea contrarrestada por una disminución de la tarifa por kWh, después del período de estiaje.

En el caso típico considerado y siempre con respecto a una red exclusivamente hidráulica, el nivel de aprovechamiento de los ríos no debe ser muy superior al caudal de estiaje, a menos que haya una apreciable diferencia en el valor de la energía según las estaciones.

b) En el caso de un emplazamiento, también sobre un río de nivel constante, en el que se pueda construir un depósito para almacenar agua diariamente. Se puede así concentrar la afluencia durante un período inferior a 24 horas, sin que aumente la producción, aunque esto acarrearía algunos gastos.

En términos físicos, todos los grados de aprovechamiento son posibles, desde el volumen de turbina distribuido uniformemente a través del día, hasta la concentración de todo este volumen en un lapso muy breve, a reserva, naturalmente, de un aumento del precio unitario de la energía. No hay razón para no hacer esto, si el consumidor no se opone a ello y está dispuesto a pagar un recargo. De otro modo, no podría haber partida de "ingresos" frente a "gastos", representados por la construcción de la cuenca. El dimensionado de la central, sólo se puede determinar si se conoce el importe de ese sobrecargo. También permitiría, en el caso de preverse varios embalses, o varios aprovechamientos con embalse —que es el caso general—, repartir en forma óptima el volumen de los embalses y de su capacidad instalada. Si se mantuvieran tarifas uniformes, sería necesario atribuir el costo de la cuenca, al precio medio de la energía, lo cual, a la vez que elimina el criterio racional del dimensionado, aumentaría el precio de la energía de las horas de poca demanda en provecho de las horas de carga de punta; se requiere precisamente lo contrario para equilibrar la producción y el consumo y limitar el costo de construcción de las obras.

Se llega entonces a la conclusión de que conveniría, en todo caso, fijar tarifas diferentes, según la posición horaria de la producción-consumo.

### 3. Algunos problemas conexos

Aunque pudiera parecer un hecho indiscutible que la tarifa de la energía debe, en teoría, resultar de un equilibrio entre la oferta y la demanda, es igualmente cierto que hay todavía muchos problemas, de no pequeña importancia, que deben resolverse para poder aplicar la teoría.

En primer lugar, el año consta de 8 760 horas, pero es a todas luces ilusorio hablar de una curva de elasticidad para cada una de ellas. En la práctica, parecería que esas horas pueden reagruparse en categorías. La experiencia muestra que, en general, en todo sistema de producción, ya sea hidráulico o térmico, existe un período "crítico" en que las fallas de producción tendrían graves consecuencias. Durante el resto del año, debido a la mayor productividad del sistema de producción, el valor de la energía se debilita y las necesidades marginales no atendidas disminuyen.

Por otra parte, la experiencia muestra la importancia de subdividir las horas del día en horas de carga de punta, de carga plena y de poca demanda, además de las correspondientes al descanso semanal, que pueden asimilarse a cualquiera de las dos categorías menos importantes.

caudales mínimos estacionales durante las horas de poca demanda. Al sobredotar la central se podría simultáneamente atender una carga de punta mayor durante los períodos de estiaje y aumentar la producción en los de aguas altas, lo que tendría una importancia variable según las particularidades hidrológicas del río de que se trate.

Asimismo, para un aprovechamiento con canal a tajo abierto, se puede, con toda facilidad, proyectando las obras en forma apropiada (talud con perfil longitudinal horizontal), detener la maquinaria y el escurrecimiento del agua en el canal, sin dificultades técnicas, y utilizar aún el canal como embalse de reserva. De este modo se dispone de la potencia máxima de la central incluso durante el estiaje, aunque sólo por poco tiempo (carga de punta).

En países como Noruega o Suecia, por ejemplo, donde hay muchos grandes lagos, es sumamente fácil regular los cursos de agua y construir centrales con embalse. La sobredotación de las caídas de agua no cuesta, pues, muy caro. En esas condiciones, no hay razón alguna para desalentar a los consumidores a utilizar la energía en períodos de punta, ya que satisfacerlos no resulta demasiado oneroso.

Por último, en cualquier país es posible construir centrales exclusivamente de bombeo, para proporcionar energía de punta, aunque en cada caso el precio depende, en gran parte, de los emplazamientos previstos.

Sería posible, aunque no tendría interés, citar innumerables ejemplos de la adaptabilidad de los emplazamientos hidroeléctricos a las diferentes curvas de consumo.

Se comprueba, por otra parte, que si el consumo global de energía es poco elástico, mucho más lo es su distribución entre las diferentes horas del año y, sobre todo, del día.

Si existen industrias electroquímicas en la región considerada, el consumo de energía puede aumentarse en períodos de aguas altas, permitiendo cierta flexibilidad en la producción, si el precio de la energía es más bajo; el gasto que esto significa sólo puede determinarlo el consumidor. En cambio, la fluctuación diaria de esta energía será siempre muy baja para ciertos usos; los hornos electroquímicos funcionan por lo general ininterrumpidamente. También se observa un grado apreciable de flexibilidad en la distribución de la electricidad para el consumo doméstico; en especial, la energía empleada para los calentadores de agua suele cargarse al consumidor a una tarifa menor.

Se admitirá que es casi imposible usar métodos analíticos para expresar la adaptabilidad de los consumidores en conjunto y sobre todo el precio de esa adaptación. Pero el problema se puede resolver en forma satisfactoria empleando los siguientes procedimientos:

a) Las curvas de elasticidad de la demanda expresan la posibilidad de transferir el consumo de energía de una a otra hora del día.

Como ya se ha indicado, la adaptación de tarifas

que permitan garantizar el empleo total de la energía en cualquier momento define su valor en función del tiempo y, en cierto grado, destaca los puntos importantes de la curva de elasticidad.

No hay razón para atribuir a la energía producida por las nuevas centrales un valor diferente del así determinado para las antiguas centrales, a menos que las primeras representen una producción enorme en relación con las de las centrales en operación.

La elección de las centrales por construir y sus dimensiones debería estudiarse, en teoría, asignando a la energía que puede producirse en diferentes períodos del año, los valores derivados de las tarifas que, como se ha indicado antes, permitan el empleo total de la energía producida, sin provocar por ello escasez ni excedente.

En cuanto a la elección de los emplazamientos, se elegirían los que permitan obtener el máximo de utilidades posible.

Respecto al dimensionado, tomando en cuenta lo dicho antes en los apartados *i*) y *ii*) de la sección 1, sobre la posición respectiva del precio marginal y precio medio (en cuanto a la producción en kWh y al volumen almacenado), se elegirían dimensiones que garanticen que los precios marginales (u homólogos como se verá más adelante) sean exactamente iguales a las tarifas vigentes, lo cual además concuerda con la teoría de la fijación de tarifas en relación con el costo de desarrollo.

Si se han adoptado, para los precios de la energía, valores que produzcan un exceso de producción sobre el consumo, durante ciertas horas, la teoría sugiere que las tarifas se reduzcan después de cierto tiempo, para absorber el excedente. Esto sería económico y racional, porque el potencial hidroeléctrico reduciría el precio de costo a una cifra inferior a la corriente.

Si, por otra parte, no se puede consumir toda la energía producida, por ejemplo, en aguas altas, independientemente de la tarifa, el valor económico de esta energía es nula y su aumento no comporta interés económico alguno.

El método precedente de dimensionado supone que el precio de la energía deriva de un equilibrio del mercado, similar al de cualquier mercadería o bien económico. El precio de costo de las diversas calidades de energía hidráulica varía mucho más, de un aprovechamiento a otro, que el precio de costo de un producto cualquiera, a cuya fabricación han contribuido varias instalaciones. Al igual que para el equilibrio entre la producción y la venta de un producto, sólo la adopción de un precio único de mercado, para la producción y el consumo de energía, conducirá 1º, a un equilibrio estable, 2º, a un precio de costo mínimo que tome en cuenta el volumen del consumo, y 3º, al empleo económico de las posibilidades de los recursos hidráulicos.

De otro modo, si se adoptaran tarifas diferentes para la venta y para la selección y dimensionado de las nuevas instalaciones, ello equivaldría a vender una mercadería a un precio diferente a su precio de costo,



men, el ajuste de precio producción-consumo es un proceso "en un sentido único"; ya no se cuenta con ningún medio para influir sobre el precio de costo de "producción".

#### b) *Red mixta*

La "rigidez" de los costos de la energía térmica permite también simplificar considerablemente las normas de determinación de la reglamentación de tarifas que deben tenerse en cuenta para el dimensionado de los proyectos hidráulicos que alimentan a la misma red. Para que estos revistan interés, deben producir energía a un precio de costo menor que el de la energía térmica (calculado eventualmente sobre la base de precios de combustibles que difieran de los precios comerciales, si se cree que éste sólo refleja imperfectamente los componentes del precio de costo). Se ha visto que el costo marginal de la energía producida por una caída de agua aumenta con la cantidad que puede producirse. La dotación de cada una corresponderá, pues, a un valor marginal comparable al precio de la energía térmica, habida cuenta de su posición horaria. En cuanto al precio medio, éste será ciertamente inferior, en una proporción que depende de cada caso particular.

No obstante, pueden presentarse anomalías en relación con ciertas clases de energía.

i) *Energía de horas de carga de base*. Esta energía puede ser el subproducto de un aprovechamiento calculado para otros fines. Si se sobredota una caída que se vierte sobre un embalse para tener energía de punta en estiaje se podrán utilizar igualmente las aguas altas.

Durante esos períodos, se paralizarán, en primer lugar, todas las centrales térmicas. De otro modo, cuando estén en servicio, el precio de la energía hidráulica debería incluirse en el de explotación de esas centrales.

Si, empero, se cuenta con cualquier reserva de energía, es posible volver a usar el criterio que se aplica cuando el dimensionado se determina sobre la base de la energía hidráulica pura: se le aplicará una tarifa lo suficientemente baja para estimular el consumo, y se tomará en consideración un precio análogo para calcular el valor de la producción de los aprovechamientos futuros en época de aguas altas.

No obstante, la evolución del consumo debe dar paso a un criterio nuevo: la energía no usada en determinado año puede pasar a ser consumible, aun a corto plazo, ya que la demanda se duplica cada diez años. En el caso de que los excedentes no consumibles fuesen relativamente poco importantes, es ésta una razón para asignar, en todo caso, a la energía hidráulica de los períodos de aguas altas, el precio mínimo de la energía térmica pues, dentro de breve plazo, la primera tendrá un valor de sustitución equivalente a la última. También en este caso los precios de venta adoptados y los precios homólogos aplicados a la energía nueva, serán de tal índole que ni estimulen una demanda que luego haya que satisfacer por medios más costosos que el empleo de la energía so-

brante, ni limiten demasiado la producción de energía que será utilizable a corto plazo.

ii) *Energía de punta*. Consideremos ahora un aprovechamiento en embalse, y supongamos que su dimensionamiento, por ejemplo, ha sido determinado por particularidades geológicas. Se tratará en seguida de definir el dimensionamiento en función del caudal. Puede suceder, aun dentro de una gama de aprovechamiento no especialmente favorable, que el costo de la energía, es decir el costo por kW de las obras que producen la energía (derivación, central) sea inferior al precio del kW térmico. Generalmente, como ya se ha indicado, en un aprovechamiento hidráulico, el precio de la energía es un valor marginal decreciente; el precio de costo del material por kW es relativamente constante, pero el de las obras de ingeniería es muy regresivo. Por consiguiente, mientras más aumenta la energía, más débil será el precio medio por kW y desaparecerá progresivamente todo criterio de comparación con la energía térmica, puesto que la diferencia entre los precios aumenta al ampliarse la capacidad instalada. Pero, finalmente, como el volumen turbina-ble queda todavía limitado por el caudal y el volumen del embalse, el precio de la energía aumentaría de todos modos conforme a la reducción del período anual de utilización de la central, hasta volver a alcanzar la curva de elasticidad del consumo como energía de punta.

También aquí es aplicable el criterio del dimensionado en términos de energía exclusivamente hidráulica; la energía térmica, en este caso, representa una base de comparación, pues su precio es sistemáticamente más elevado que el de la energía hidráulica.

Se puede, además, demostrar que esta proposición, enunciada en relación con un volumen almacenado y determinado por factores geológicos, es válida sea cual fuere el volumen del embalse; en general, se puede separar el costo de la energía de la caída (derivación + central), análogo al costo de instalación de una central térmica, del precio del almacenamiento (en embalse), el cual representa en cierto modo el gasto de combustible de esa misma central.

#### c) *Evolución de las normas de dotación de equipo en un sistema puramente hidráulico*

Examinemos la dificultad que presenta la característica de valor marginal creciente del emplazamiento hidroeléctrico.

Conviene recordar la fase inicial de instalación, donde el consumo es todavía muy débil en relación con la capacidad instalada de las instalaciones hidráulicas previstas. Se trata de un problema muy especial, donde lo económico desempeña un importante papel: las dimensiones de la central hidráulica deben determinarse más bien en función de las perspectivas económicas puras que en función de los datos existentes.

El potencial total instalable, cuyo costo es inferior

Esta distribución de las 8 760 horas en seis categorías (tres para el período crítico y tres para el no crítico), parece constituir un esquema aceptable para la aplicación práctica de principios teóricos.

Sin embargo, lo que se paga al productor es la energía distribuida y es preciso reembolsar todos los gastos que esta distribución implica, y que, según las características de los sistemas de que se trata, pueden ser de una magnitud comparable a las de los costos de producción.

Hasta ahora, cada vez que se ha mencionado la necesidad de utilizar las mismas tarifas, se trataba, por cierto, de tarifas homólogas, ya que en las tarifas de capacidad instalada no influyen, con respecto al precio de venta a los consumidores, los gastos de distribución. Se sabe, por lo demás, que el costo de una red de distribución comprende un precio proporcional a la potencia en kW; de ahí la importancia, aunque sólo sea desde este punto de vista, del precio de venta binomial si, conforme a la teoría, el precio de venta ha de reflejar los componentes del precio de costo.

Por último, no sería posible modificar la tarifa de venta de la energía en el grado que conviene a la teoría; sin embargo, en Francia, es frecuente, según la previsión del caudal de los ríos, determinar con muy poca anticipación la fecha a partir de la cual bajarán los precios, a causa de períodos de aguas altas. Si esos cambios crean inconvenientes, es concebible que se requiera cierto “desfasamiento”, en las modificaciones de “la tarifa de venta”, con respecto a la “tarifa-equipo”, no siendo absolutamente homólogos los valores tomados en consideración. Sin embargo, es indispensable que tales medidas sean temporales y cuidadosamente concertadas.

Suponiendo resueltos esos problemas concretos, subsiste todavía una dificultad teórica, vinculada al método de explotación del emplazamiento hidroeléctrico. Muy comúnmente, se trata de un costo marginal creciente, lo que significa apenas que se explotan primero los mejores emplazamientos y que el costo de las nuevas obras aumentará progresivamente. En cambio, el estudio de las técnicas utilizadas en la construcción de los aprovechamientos hidroeléctricos revela que, en general, salvo raras excepciones, la construcción de proyectos hidroeléctricos no puede fraccionarse. En la práctica, se debe construir la mayoría de las obras, aun las más costosas, teniendo en vista su potencia instalada final. Ya hemos indicado que, por encima de cierto precio mínimo, el costo marginal por kWh de la energía de determinado aprovechamiento es un valor que aumenta con el nivel de capacidad instalada. En este caso, el problema por resolver se relaciona con el grado de utilización del emplazamiento hidroeléctrico y de su ritmo de agotamiento, es decir, con el período durante el cual es dable esperar que los recursos de referencia atiendan un mayor consumo.

La solución consiste, entonces, en dimensionar las variables de las centrales de manera que el precio marginal de la energía correspondiente a los valores esco-

gidos sea claramente superior al precio medio de cada aprovechamiento, salvo, claro está, que éste sea “fracionable”. Se garantizaría así una utilización satisfactoria de las posibilidades hidroeléctricas sin gravar demasiado el costo de construcción de nuevas centrales, durante un período en el cual el precio medio de los aprovechamientos es aún bastante bajo. Contrariamente a las apariencias, ello no está en conflicto con la teoría de la venta al “costo de desarrollo”. El precio marginal de la energía en función de la potencia instalada de cada caída de agua sería, en efecto, superior al costo medio, pero el “costo de desarrollo”, por otra parte, estaría bien representado por el precio medio de la energía producida en las nuevas centrales.

Cuando, no obstante, los emplazamientos hidroeléctricos están a punto de agotarse, será necesario recurrir al punto a otras fuentes de energía, incluso la energía térmica, y en este caso el estudio de lo que sucede en las redes mixtas puede ofrecer cierto interés para el dimensionado de las instalaciones hidráulicas restantes. *El costo de desarrollo* está entonces realmente representado por “el costo de la energía térmica”, puesto que casi no queda energía hidráulica susceptible de ser aprovechada.

#### 4. La red térmica o mixta hidráulico-térmica

##### a) Red exclusivamente térmica

No existe razón alguna para que el anterior razonamiento no se aplique a un sistema térmico: la solución general equivale simplemente a utilizar los mismos precios para la venta de la energía y para el dimensionamiento de las centrales. No obstante, el costo de la red térmica es muy “rígido”. La función  $D(V, D, Q)$  específica de cada obra hidráulica, desaparece y es reemplazada por una función mucho más simple y mucho más general. Las características y los costos de una central térmica de potencia dada son casi independientes del lugar de construcción.

La solución indicada en el capítulo anterior se reduce sencillamente a calcular las tarifas de venta a partir de los precios de costo, mucho mejor definidos esta vez.

Por lo común, el precio de “producción” (excluyendo los costos de distribución, antes examinados), comprende un término fijo correspondiente a la construcción de la central, más un término proporcional, por kWh producido. Para reflejar los precios de costo, la tarifa debería, pues, comprender un término proporcional a la capacidad nominal durante las horas en que la capacidad del sistema de producción se utiliza plenamente (horas de punta), puesto que el aumento de consumo durante las horas correspondientes acarrearía la necesidad de construir nuevas centrales. Además, debería incluir, ciertamente, un término proporcional al consumo destinado a reembolsar el gasto de combustible. Y así se llegaría al empleo de una tarifa binomial para la venta de energía. En resu-

# ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA COMBINACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS CON CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

por Marcel Mary \*

## Introducción

Este breve estudio se propone analizar el mecanismo de funcionamiento combinado de centrales hidroeléctricas y centrales térmicas y destacar las ventajas importantes que se derivan de esta asociación, y cuya amplitud depende naturalmente de las características físicas y económicas del país o de la región del país que se esté considerando. De cuanto sigue se podrá deducir el método a seguir para determinar las dimensiones óptimas de las obras hidroeléctricas, y calcular su rentabilidad con miras a ponerlas en lista siguiendo un orden lógico dentro de un plan de desarrollo de la producción de energía eléctrica.

### 1. Mecanismo de funcionamiento de las centrales interconectadas

No puede abastecerse un sector con la sola energía hidroeléctrica si no se cuenta con acumulaciones anuales de agua como para garantizar la regularidad del servicio; si escasean los sitios apropiados para construir represas, si el precio de las obras es elevado o si se teme un embanque demasiado rápido, pues entonces habría que reducir fuertemente el caudal de suministro de la central, y es posible también que no se pueda utilizar más que el caudal de estiaje, lo que constituye un mal aprovechamiento de los emplazamientos naturales, sobre todo si hay que renunciar definitivamente a toda posibilidad de ampliaciones ulteriores. En esos casos, conservan su plena validez las razones que han impedido en el pasado emprender la construcción de grandes represas.

Por el contrario, si la central hidroeléctrica está asociada a una planta de energía termoeléctrica, el suministro de la primera será capaz de alcanzar valores mucho más elevados, sin que la energía así instalada leje por ello de tener el carácter de energía garantizada.

Nuestro propósito es analizar el funcionamiento combinado de una central hidroeléctrica y una termoeléctrica, examinando, para comenzar, el más sencillo de los casos, que es una central hidroeléctrica única asociada a una red servida, además, por centrales térmicas.

En una época dada, la exigencia máxima de energía por parte de los clientes de la red interconectada será denominada  $P$ . Denominaremos  $P_H$  y  $P_T$  los potenciales máximos de la central hidroeléctrica y de las cen-

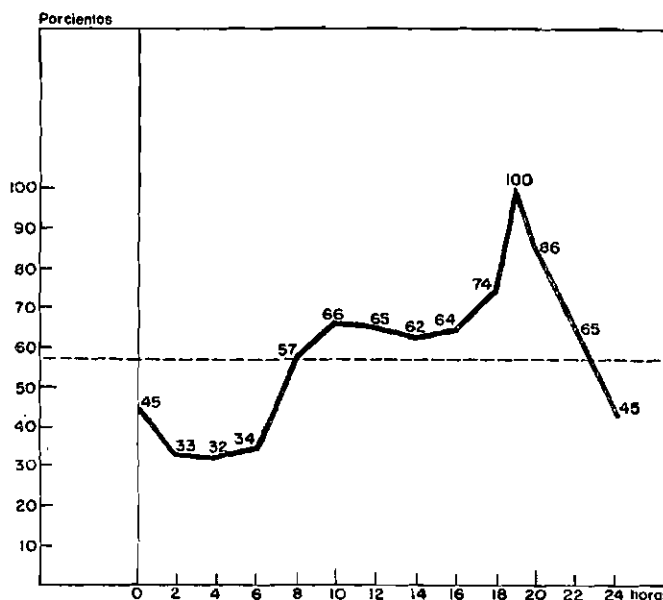
trales térmicas, determinados en el sitio de utilización, es decir, previa deducción de las pérdidas por transmisión, denominándose  $P_{iH}$  y  $P_{iT}$  los potenciales instalados en las fuentes de producción.

La central hidroeléctrica no es capaz de asegurar por sí sola, en toda época del año, la alimentación de una red cuya exigencia máxima diaria de energía es  $P_H$ , puesto que los caudales de que ella dispone están sometidos a los caprichos del río, más o menos corregidos por una reserva anual o interanual.

Pese a esta circunstancia, y gracias a la interconexión, el potencial  $P_H$  tiene el carácter de potencial garantizado dentro de límites extremadamente grandes, que dan lugar también a una selección muy amplia en la determinación del potencial a instalar, y mucho más allá de lo que corresponde al caudal mínimo corregido por el juego de las reservas.

Al precisar, por una parte, que  $P_{iH}$  es el potencial instalado que corresponde a la altura de caída mínima, habida consideración de las variaciones del nivel río arriba y de las variaciones del nivel de la descarga, y, por otra parte, que  $P_H$  es el potencial en el punto de término de la red de transmisión, con relación a esta definición de  $P_{iH}$ , la suma de  $P_{iH} + P_T$  es susceptible de ser rigurosamente igual a  $P$ , sin que sea necesario disponer en ninguna época de un potencial suplemen-

Gráfico I  
CURVA DE CARGA DIARIA



\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.6.

a la energía térmica puede denominarse  $W$  y el potencial utilizado, ya aprovechado en el tiempo  $t$ , puede indicarse con  $W_0$ . Si  $r_0$  es la relación  $\frac{w_0}{W}$ , el tiempo  $t_1$  durante el cual será posible recurrir únicamente a la energía hidráulica (en la suposición de que el consumo se duplicará en diez años) se representará en la ecuación siguiente:

$$t_1 = 33 \log \frac{1}{r_0}$$

El hecho de que los aprovechamientos hidroeléctricos deban ser dotados casi sin la posibilidad de completarlos ulteriormente en condiciones económicas, conduce, respecto a la fijación de tarifas y elección de las instalaciones, a las consecuencias siguientes:

a) Si  $t_1$  es un largo período, de 30 a 50 años, no sería económico calcular las instalaciones en forma que las características marginales sean equivalentes a las de las centrales térmicas, pues solamente se aprovecharían tramos de energía onerosos, representados por la sobredotación de los aprovechamientos a un precio evidentemente superior al precio medio de otras instalaciones factibles. Se gravaría así inútilmente la utilización de los primeros tramos de energía, cuando los recursos son todavía importantes.

Por otra parte, es muy cierto que existe un alto grado de incertidumbre respecto a este punto de vista, ya que ninguna teoría permite definir lo que será la producción de energía en un plazo demasiado lejano.

b) Debido al agotamiento progresivo de los emplazamientos, mientras más cerca del fin del período  $t_1$ , más se acercarán los valores marginales que se adopten para el dimensionado y fijación de tarifas, a los valores correspondientes al proyecto térmico. No deberán sobrepasarlos, pues ello equivaldría a una sobredotación costosa, y en las circunstancias, inútil, del emplazamiento hidroeléctrico.

No obstante, es posible observar que, dado el gran ritmo de crecimiento del consumo, sería poco razonable, en determinadas ocasiones, adoptar para los aprovechamientos características marginales equivalentes a las de la red térmica. Sería, sin embargo, posible un cálculo teórico, con el objeto de estudiar el deslinde económico entre las cargas interpoladas, resultantes de esta sobredotación, y la ventaja que de ello resultaría en último término. Cabe preguntarse, por último, si el cálculo tendría una significación real, habida cuenta de las numerosas hipótesis sobre las cuales estaría basado.

c) Una vez que se construyen centrales térmicas en cantidad notable, es decir, más allá de lo que es necesario por razones estrictas de explotación (estabilidad de las redes, necesidad de reservas de producción cerca de los centros de consumo), se establece una base relativamente precisa, tanto para fijar las tarifas como para determinar los aprovechamientos, salvo en los dos casos particulares antes señalados (horas de punta y horas de carga base).

## 5. Conclusiones

En un sistema exclusivamente hidráulico, la elección de las instalaciones y la determinación de las tarifas de la energía, resultan de un equilibrio del mercado. Es por ello ilusorio buscar un método general para calcular los aprovechamientos, introduciendo criterios de orden exclusivamente técnico, o considerando solamente las características físicas de las centrales. La búsqueda de un método y su aplicación concreta suscitan problemas bastante delicados; en todo caso, es posible demostrar en teoría que el estudio de las tarifas no puede separarse del de las normas de dimensionado.

De todos modos, es indispensable disponer de informaciones estadísticas numerosas sobre la explotación actual de las redes, como la localización respectiva de las centrales hidráulicas y térmicas, curvas de carga de la red, etc. Una vez más, las tarifas deben diferenciarse en función de la posición horaria de la producción.

A medida que progresa la explotación de los recursos, es posible establecer razonablemente tarifas de producción y normas de explotación sobre la base de valores equivalentes a los de la termoelectricidad. El problema de dimensionado de las centrales se simplifica enormemente, y equivale a determinar normas técnicoeconómicas de equivalencia.

En ciertas categorías de energía (de punta, por ejemplo), el equilibrio de mercado puede, sin embargo, subsistir, aun en un sistema mixto.

Salvo casos especiales, el equilibrio marginal de los precios de la energía hidráulica y térmica clásica representará ciertamente un criterio valioso, a lo menos como factor descriptivo.

El inventario de los recursos hidroeléctricos de determinado país representará la base indispensable para el estudio de esos diferentes puntos.

Es ciertamente posible concretar los datos precedentes en relación con el caso particular de cada país, a fin de establecer un procedimiento sencillo y práctico para seleccionar los métodos de producción de energía y racionalizarlos económicamente.

Durante el período  $D_1$  a  $D_2$  del gráfico IV, la central hidroeléctrica funcionará como base de diagrama.

La producción hidráulica diaria es entonces:

$$E_H = E_{y_2}(x)$$

El cálculo anterior da:

$$\frac{Q}{Q_M} = 1.75 \frac{x}{y_2}$$

Cuando

Porcientos

$\frac{P_H}{P} = 50$	60	70	80	90	100
$\frac{Q}{Q_M} = 1.12$	1.16	1.27	1.42	1.58	1.75
$\frac{Q_M}{Q_M} = \frac{y_2}{y_1}$ es la curva punteada del gráfico III.					

En definitiva, la búsqueda racional de la solución óptima se desarrollará de la manera siguiente:

i) Se trazará la curva de los caudales naturales de la sección del río estudiada en el lugar de la bocanoma. La curva escogida no será la de un año real, ni una curva mediana, sino una curva ficticia que toma en cuenta, en período de sequía, los caudales mínimos sobre los cuales es posible tabular con una probabilidad elevada (90 por ciento por ejemplo) en forma de garantizar la producción de estiaje. (Si por azar se presentase un período seco, bastaría poner en servicio el total o parte de los grupos térmicos que se mantienen en reserva para trabajos de conservación, lo que conduce simplemente a no efectuar esos trabajos durante los períodos de sequía). En los períodos húmedos, la curva trazada será la que corresponde a un año de buenas avenidas, de manera de reducir, en la mayor medida posible, las pérdidas de agua.

ii) Se darán, *a priori*, tres o cuatro alturas de embalse. La determinación de su capacidad permitirá calcular para cada uno de los casos el caudal mínimo diario garantizado  $Q_m$ . Se determinará  $Q_M$  (por la condición  $V_1 = V_0$  si la curva de los caudales tiene la forma de la curva del gráfico IV).

iii) La relación

$$\frac{Q_M}{Q_m} = \frac{y_2}{y_1}$$

dará, por lectura directa sobre el gráfico III, el valor de

$$\frac{P_H}{P}$$

correspondiente al equipamiento en potencia totalmente garantizada y sin pérdidas de agua en la estación

se busca para  $Q_m$ , porque la superficie sombreada  $V_1$  podría en rigor ser inferior a  $V_0$ , pudiéndose efectuar una parte de la reposición en los períodos intermedios  $D_0$  a  $D_1$  y  $D_2$  a  $D_3$ , en donde el régimen de marcha de la central es indeterminado y puede ser regulado por debajo del caudal natural. No obstante, el método preconizado da un conveniente valor aproximado de  $Q_M$ .

húmeda. Se leerán también los valores de  $y_1$  e  $y_2$ . Se deducirá el caudal de equipamiento correspondiente a esta solución, es decir, para un valor dado de la altura del embalse:

$$Q = 1.75 Q_m \frac{x}{y_1}$$

Si, por ejemplo, se encuentra que

$$\frac{Q_M}{Q_m} = 2.73$$

entonces

$$\frac{P_H}{P} = 60 \text{ por ciento}$$

es decir que será preciso asociar a la potencia hidráulica

$$\frac{40}{60} = 66 \text{ por ciento}$$

de potencia térmica y  $Q = 3.18 Q_m$ .

iv) Como es posible que el equipamiento integral sin descargo no sea la solución más económica, se harán otros ensayos con los caudales de equipamiento menores, correspondientes, por lo tanto, a porcentajes más bajos de energía térmica.

En el ejemplo precedente, se harán los ensayos que siguen:

$$\frac{P_H}{P} = 70 \% \quad 80 \% \quad 90 \%$$

$$\frac{Q}{Q_m} = 2.58 \quad 2.15 \quad 1.91$$

Estas variantes admiten pérdidas en la estación húmeda.

v) Es posible también que se tenga interés por aumentar el equipamiento de la central más allá de los límites indicados, pero en este caso la potencia de exceso deja de ser garantizada y las producciones correspondientes no intervienen, como se verá más adelante, más que en un cálculo de economía de combustible. Se podrán entonces hacer análogos ensayos en este sentido. Este podrá ser, por ejemplo, el caso en que el aumento de potencia de la central no exija otra cosa que trabajos de ingeniería civil relativamente modestos (central de pie de embalse o galería de poca longitud).

vi) Estas diferentes variantes serán calculadas a la luz del estudio de la rentabilidad de cada una de ellas, atendándose a principios que serán expuestos más adelante.

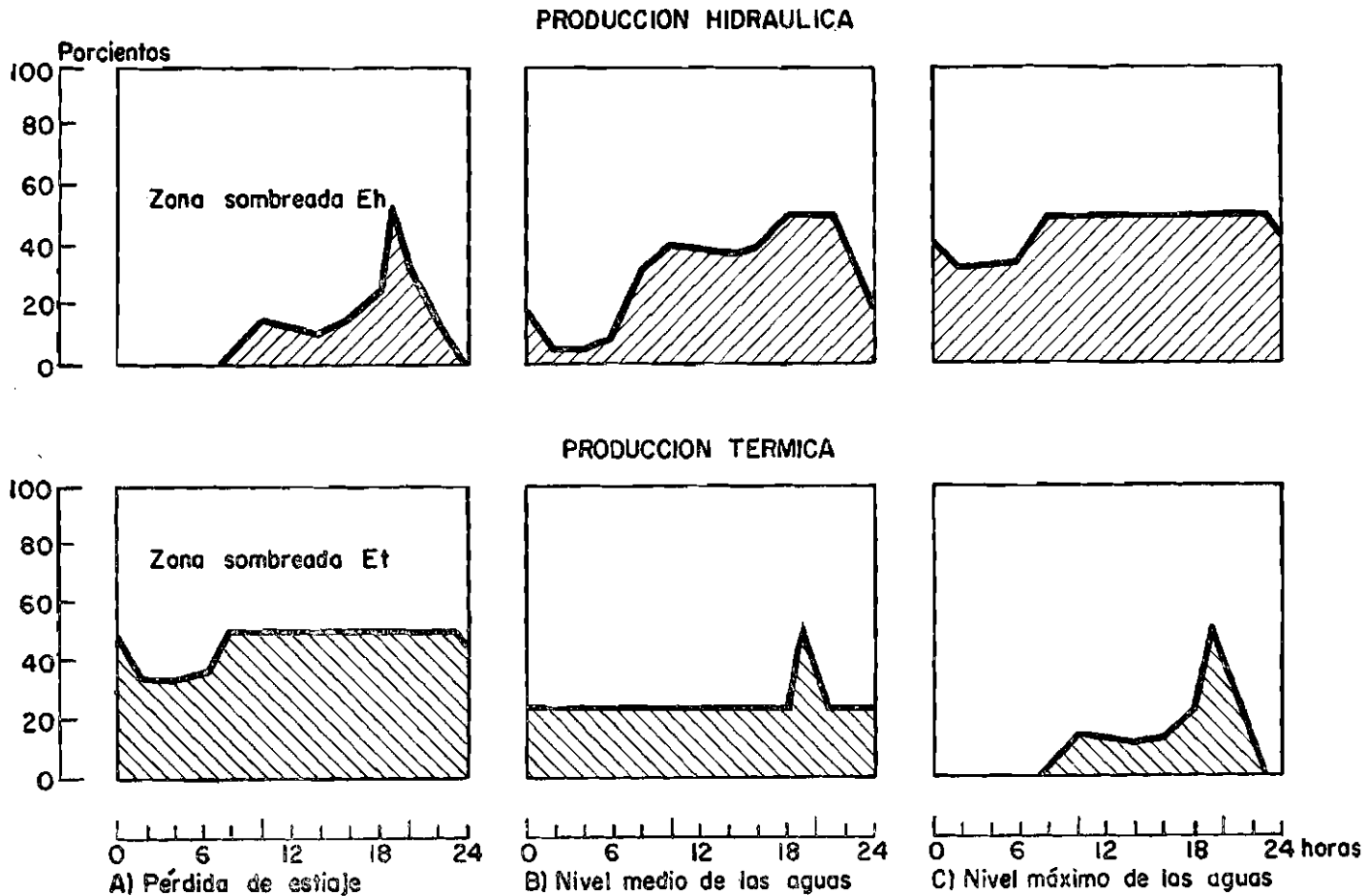
El número de las variantes no debe desalentar al economista, puesto que los precios podrán ser calculados sobre los cuadros obtenidos con ayuda de un número limitado de valores de los dos parámetros y sobre los cuales será fácil trabajar por interpolación.

Con miras al estudio comparativo, convendrá descomponer los precios de los trabajos por clases, clasificando separadamente las inversiones de acuerdo con

## Gráfico II

DISTRIBUCIÓN DE LAS PRODUCCIONES ENTRE HIDRAULICA Y TÉRMICA CALCULADA  
EN EL CASO DE QUE  $P_H = P_T$

ESCALA NATURAL



tario, con excepción del potencial de reserva impuesto por la necesidad de la conservación de las máquinas y riesgos de interrupción.

La curva de carga diaria podrá ser representada, por ejemplo, por el gráfico I, que corresponde a una utilización anual de 5 000 horas del potencial máximo. Toda otra forma de curva puede ser estudiada de la misma manera, sin que las conclusiones generales del presente estudio sean modificadas.

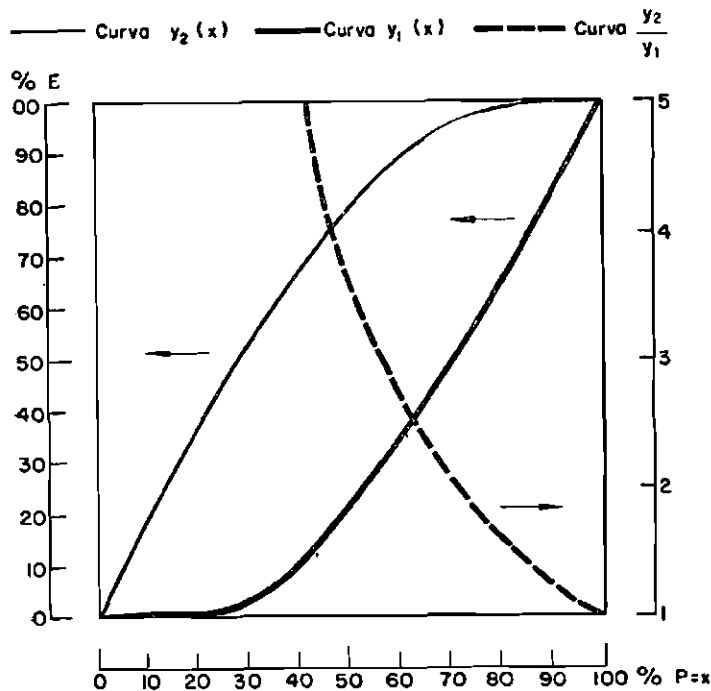
En el momento de una máxima todas las plantas interconectadas funcionan con potencial completo; en otros momentos del día, siendo más débil la exigencia de potencial, será posible, a elección, hacer repercutir el descenso de potencial producido, sea sobre la central hidroeléctrica, sea sobre las centrales térmicas, o bien sobre ambas. En periodos de escasez de agua, no se utilizará la central hidroeléctrica sino para suministrar la energía máxima o de las horas de consumo total, es decir, que el potencial instalado no será utilizado sino durante un número de horas reducido. A medida que el caudal de los ríos aumente, se utilizará este potencial durante un número progresivo de horas, adaptándose a las posibilidades hidráulicas; paralelamente,

se disminuirá, en la medida necesaria, el funcionamiento de las centrales térmicas (lo que supone ahorrar combustible); y así, operando al límite de su capacidad, la central hidroeléctrica será capaz de garantizar la base del diagrama de carga y las centrales térmicas, la punta.

Este mecanismo está ilustrado, a título de ejemplo, por los esquemas del gráfico II, que fue trazado bajo el supuesto de que el potencial térmico es igual al potencial hidroeléctrico. Las figuras muestran, A el régimen de explotación en periodo de sequía; C en los periodos de crece y B un caso intermedio; se puede pasar desde A hasta B a través de todas las etapas posibles sin solución de continuidad. La superficie de las zonas sombreadas es proporcional a los consumos diarios, sea en agua, sea en combustible. Para simplificar, se ha supuesto además que el potencial máximo de la red es el mismo a lo largo de todo el año.

Se ve así que la cantidad de agua consumida es susceptible de variar en forma muy importante según los días o las épocas del año y adaptarse fácilmente a los regímenes de los ríos, quedando disponible la energía hidráulica  $P_H$  durante el número de horas suficien-

Gráfico III  
CAUDALES



te para conservar el carácter de energía garantizada, y ello dentro de límites muy extensos.

Para calcular de manera más precisa este mecanismo elemental, se han trazado sobre el gráfico III tres curvas deducidas de la curva de carga.

Denominaremos  $E_H$ ,  $E_T$  y  $E$  las cantidades diarias de energía suministradas respectivamente dentro de la red bajo consideración por la central hidroeléctrica, las centrales térmicas y en total por el conjunto de ambas.

La curva  $y_{1(x)}$  representa la relación entre la parte sombreada del gráfico II A y la del total diario  $E$  cuando

$$\frac{P_H}{P} = x$$

varía de 0 a 1. Esta curva representa, pues, la fracción, con respecto a la energía total, de la energía hidráulica en la punta.

La curva  $y_{2(x)}$  representa la relación entre la parte sombreada del gráfico II C y la del total diario  $E$  cuando

$$\frac{P_H}{P} = x$$

varía de 0 a 1. Esta curva representa, pues, la fracción de la energía total que representa la energía hidráulica en el régimen de base.

Las cantidades de energía térmica serán respectivamente:

—  $E y_{2(1-x)}$  cuando la central hidráulica funciona en máxima,

—  $E y_{1(1-x)}$  cuando la central hidráulica funciona en mínima.

Se verifica fácilmente que:

$$y_{1(x)} + y_{2(1-x)} = 1 \text{ y que}$$

$$y_{2(x)} + y_{1(1-x)} = 1$$

La curva punteada

$$\frac{y_2}{y_1}$$

representa entonces la relación de los consumos de agua entre el régimen de mínima y el régimen de máxima.

Se ve, por consiguiente, que, manteniendo la posibilidad de asociar a la energía hidroeléctrica una energía térmica conveniente, toda energía hidroeléctrica, por caprichoso que sea el río, es una energía garantizada, puesto que es teóricamente posible hacer variar a voluntad la relación de los consumos extremos entre uno y el infinito.

En la práctica, y sin ir tan lejos por este camino, el cuadro señala que si, por ejemplo, la energía térmica asociada es igual a la energía hidroeléctrica, la relación entre los consumos de agua extremos se establece a un valor de 3.55, lo que autoriza un suministro por parte de la planta muy superior al que sería admisible en un régimen hidráulico puro.

Se ve también el interés considerable que una coordinación de esta clase puede dar en el caso de una planta situada al pie de una represa de regularización anual, puesto que la economía de agua que ella permite en períodos de estiaje reduce en forma importante la altura de la porción de agua utilizada y aumenta, por esta circunstancia, la potencia garantizada de la central.

Se advierte, por último, que el empresario no tiene necesidad de prever los caudales con mucha anticipación, pues de un día para otro puede cambiar su modo de explotación y reducir prácticamente a la nada el riesgo de interrupción del servicio. La producción de la planta hidroeléctrica podrá así ser calculada sobre la base del término medio del año; se produce simplemente una variación del consumo de combustible de las centrales térmicas de un año al otro, siendo el valor medio lo único definido.

## 2. Determinación de las características óptimas de una instalación hidroeléctrica que opera en conexión con una de energía térmica

El gráfico III constituirá el dato fundamental que permita encontrar rápidamente la solución de un problema esencial. Ese problema es determinar la altura del embalse y la potencia energética que da el suministro racional de una sección del río y que la persona encargada de las exploraciones haya reconocido como

la duración de su vida útil, por ejemplo, en las tres clases siguientes:

- Adquisición de terrenos, restablecimiento de comunicaciones, etc. . .
- Trabajos de ingeniería civil,
- Material metálico, mecánico, eléctrico.

vii) Se investigará si, en cada variante estudiada, la potencia térmica necesaria para la asociación, existe ya en la red. En caso contrario, se hará intervenir en los cálculos de rentabilidad la construcción de las porciones térmicas que hagan falta.

viii) Se observa que la potencia garantizada proporcionada por el aprovechamiento de la sección de río que se considere no es una cifra determinada. Cada variante conduce a la inserción en la red de una potencia nueva, diferente de una variante a otra.

Se investigará para cada una de ellas, para la curva de desarrollo futuro del consumo de la red en estudio, la duración de la absorción de la potencia nueva.

Se agregarán a las inversiones, además de los intereses interpolados durante el período de construcción, los intereses intermedios suplementarios proporcionales a la potencia no absorbida y hasta la absorción completa.

Si la demora de la absorción total parece muy larga, se investigará la posibilidad de realizar el trabajo por etapas sucesivas.

ix) El método recomendado presenta la ventaja de una investigación racional y ordenada y da la seguridad de que la sección de río estudiada será aprovechada en el interés nacional sin mediar más que cálculos muy simples.

No hemos tratado en esta investigación el mejor medio de subdividir el curso de agua racionalmente, lo que no se puede hacer sin previo examen de casos ilustrativos. Señalaremos solamente que, al establecer los cortes, es necesario abstenerse de seleccionar sitios de manera de aprovechar exclusivamente los tramos de pendiente fuerte, pues ello dificultaría ulteriormente el aprovechamiento completo del curso de agua.

Sin embargo, se ha previsto la posibilidad del trabajo por etapas, valiéndose de la ayuda de caudales inferiores al de la fase definitiva; esta solución no sería excluyente en la medida en que se conoce esta fase definitiva con certeza y todos los trabajos de las primeras etapas están dispuestos de manera tal que permitan las ampliaciones sin interrumpir la explotación.

#### b) Segundo caso

La altura de caída se mantiene casi constante (caída alta), pero varias centrales hidroeléctricas están acopladas a la red.

En este caso pueden presentarse dos eventualidades:

i) Los ríos aprovechados tienen el mismo régimen hidráulico; las altas aguas y las aguas bajas se presentan casi a un mismo tiempo; es un caso frecuente en los climas tropicales.

Cada proyecto puede ser estudiado por separado valiéndose del método precedente y los resultados pueden ser sencillamente sumados. Cada uno de ellos aporta una potencia térmica asociada óptima.

Convendrá verificar si la suma de las potencias térmicas por asociar al conjunto de energías hidroeléctricas existe ya en la red. Si ello no es así, será necesario crear otras nuevas y tomarlas en cuenta en los cálculos de rentabilidad. Es natural que el orden en que se construyan las centrales hidroeléctricas influirá sobre la rentabilidad de cada una. Las primeras se asociarán a la potencia térmica existente, y las nuevas centrales térmicas se unirán a las hidráulicas que se construyan después.

ii) Los regímenes hidráulicos son diferentes y permiten compensaciones de una estación a otra. En este caso, el método anterior no conducirá a la óptima económica, por cuanto la suma obtenida para las potencias térmicas asociadas será demasiado elevada.

Con todo, nosotros proponemos calcular estas potencias térmicas de la misma manera en primera aproximación y luego tratar de reducir las, gracias a una combinación de explotación de las centrales hidroeléctricas a regímenes diferentes. No obstante no es posible dar regla general alguna a este efecto.

#### c) Tercer caso

La altura de caída es variable. Es el caso de las centrales ubicadas al pie del embalse. Los ensayos serán realizados en la forma precedente, pero será necesario añadir a los dos parámetros  $Q_m$  y

$$\frac{P_H}{P}$$

un tercer parámetro, que será la variación máxima del nivel de agua del embalse.

Para una altura dada del embalse, la cota mínima del nivel del agua tomada como tercer parámetro permitirá calcular  $V_o$  (volumen útil) y  $Q_m$ . La diferencia entre esta cota y el nivel aguas arriba correspondiente al funcionamiento a pleno caudal de los grupos permitirá calcular la altura de caída que define la potencia garantizada  $P_{iH}$ , y el cálculo se desarrolla como en el primer caso.<sup>2</sup>

Los cálculos de rentabilidad para este caso difieren algo del cálculo de las altas caídas, en el sentido de que, en los períodos en que el nivel del embalse es superior al mínimo, la energía hidráulica es superior a  $P_{iH}$  y se puede detener una parte de los grupos térmicos. Esto permite disminuir la reserva de conservación.

Por último, el caso de los regímenes hidráulicos complementarios se presentará señaladamente para los

<sup>2</sup> En caso de crecida, con embalse lleno, el nivel aguas arriba se establece a una altura  $h$  por encima del nivel correspondiente al funcionamiento completo de los grupos. Es pues inútil tomar para las variaciones del nivel del embalse las hipótesis en las cuales estas variaciones serían inferiores a  $h$ , puesto que, en este caso, la altura de caída garantizada se presentaría en períodos de rebalse, embalse lleno, y nunca a embalse vacío.



proyectos de embalses destinados al riego, cuyo papel consiste en conservar el agua en los períodos lluviosos para restituirla en los de sequía. Las normas de explotación combinadas con miras a la producción de electricidad y al riego deben ser cuidadosamente estudiadas con anticipación, puesto que son muy delicadas, pero son absolutamente necesarias para el establecimiento de un plan racional.

Los ingresos de la central son con frecuencia necesarios para garantizar la rentabilidad del riego. Siempre hace falta que la central situada al pie del embalse pueda desempeñar un papel útil en el suministro de potencia garantizada. Será entonces necesario admitir pequeños escapes controlados cotidianos durante el período de llenado del embalse, para garantizar un servicio de punta. Su importancia deberá ser calculada comparado el valor de la garantía y el valor de los terrenos que la pérdida de agua correspondiente impida regar.

La conjunción de un embalse puramente hidroeléctrico y de un embalse de uso múltiple permitirá además disminuir estos escapes controlados por el juego del fenómeno descrito más arriba, pudiendo el primero de los citados dar en ciertas épocas una potencia diaria superior al mínimo garantizado.

### 3. Cálculo de la rentabilidad de las variantes estudiadas

No tenemos en esta exposición la intención de desarrollar el método que permita dar a las diversas variantes coeficientes de valor destinados a la comparación. Nos limitaremos a indicar los principios en que se funda.

Hemos visto que cada variante aporta, para asegurar el servicio de una red cuya energía máxima es  $P$ , un conjunto de potencia hidráulica  $P_H$  y de potencia térmica asociada  $P_T$ .

Para comparar estas variantes entre sí, las equipararemos a un sistema de referencias que comprenda solamente una potencia térmica de valor  $P$ .

Como las inversiones se presentan de una manera diferente, al igual que la duración de la vida útil y de los consumos, el mejor método consiste en actualizar las cargas al infinito, es decir en calcular en cada caso el capital ficticio o capital total que sería necesario reunir a una fecha dada, por ejemplo el día de la puesta en servicio para:

a) construir las obras.

b) hacerlas funcionar, conservarlas y renovarlas indefinidamente con ayuda de los intereses de la suma que quede disponible.

La diferencia entre el capital total de una variante y el capital total del sistema de referencia dará la medida del enriquecimiento procurado a la economía nacional por la construcción de la central hidroeléctrica.

Se puede así escoger entre las diversas variantes aquella que corresponda al enriquecimiento máximo en relación con la energía nueva introducida en la red.

Para evaluar el capital total del sistema de referencia y de la variante estudiada, convendrá principalmente, en uno y otro caso, tener en cuenta las inversiones correspondientes a los grupos de reserva. Cuando el número total de grupos de un sistema es elevado, la energía de reserva podrá estar representada por un porcentaje. Sin embargo, cuando el número es bajo, ella se presentará en la forma de uno o varios grupos suplementarios reales. La introducción de tales grupos, empleada para poner en carga la variante estudiada, naturalmente repercutirá en forma desfavorable sobre las instalaciones primitivas de una red y disminuirá algo su rentabilidad. No obstante, se podría también proceder de otro modo, por ejemplo, afectando al proyecto estudiado de una reserva un porcentaje inferior a la potencia unitaria de los grupos y que no traslade la diferencia, con sus intereses intercalados sobre los proyectos siguientes.

Un último punto merece mencionarse: el relativo al mínimo técnico o económico de funcionamiento de las centrales térmicas.

En los períodos en que las centrales térmicas deben suministrar energía de máxima, de acuerdo con el esquema inferior C del gráfico II, es posible que estas centrales no puedan detenerse completamente fuera de las horas de punta; no será este el caso de las turbinas a gas, pero será el de los grupos a vapor. Si, por otra parte, la central funciona con gas natural, el contrato de aprovisionamiento de gas admitirá siempre un mínimo de consumo que permita asegurar la rentabilidad del sistema de alimentación a gas. Tendrá entonces, en uno u otro caso, un consumo de combustible o un pago de combustible no consumido susceptible de ser tenido en cuenta.

El sistema puramente térmico de referencia no es afectado por esta circunstancia, pero en el cálculo del precio de las variantes no hay que olvidarlo; se le tendrá en cuenta como capitalización en la determinación del capital total.

Nos proponemos calcular un orden de tamaño de este término sobre la base de un ejemplo particular, que nos parece muy difícil, en que las centrales térmicas funcionan con gas natural con un mínimo de consumo correspondiente a una marcha a potencial total de 250 horas al mes.

La cantidad mensual de energía térmica que se puede producir con este mínimo garantizado, es de  $250 P_T$ .

Luego, para un valor de  $P_H = x$ , la cantidad mensual de energía térmica calculada teóricamente para un funcionamiento en máxima es de:

$$30 E_T = 30 E_{y_1} (1 - x)$$

siendo  $y_1 (1 - x)$  la ordenada de la curva  $y_1$  del gráfico III correspondiente a la abscisa  $1 - x$ .

Si se admite que  $1 \text{ m}^3$  de gas produce  $3.5 \text{ kWh}$  y que el precio marginal del metro cúbico de gas es  $p$ , el valor del gas pagado y no consumido es entonces, al mes:

susceptible de proporcionar un aprovechamiento rentable.

a) *Primer caso*

El caso más simple es el de una instalación hidroeléctrica única, en la cual la altura de caída es grande en relación a la altura del embalse, y en que esta altura de caída puede ser entonces considerada como constante.

Se supondrá, además, que la represa tiene por lo menos la altura necesaria para crear una reserva de agua diaria, que permita concentrar los caudales sobre una fracción del día.

Diversas variantes del plan serán estudiadas y comparadas. Nosotros nos proponemos señalar que ellas no dependen más que de dos parámetros.

i) el caudal  $Q_m$  medio diario que puede ser garantizado en períodos de nivel mínimo por los caudales naturales aumentados por el vaciado del embalse. Un estudio hidráulico simple, efectuado sobre los estiajes más bajos conocidos o previstos, permitirá calcular  $Q_m$  en función de la capacidad del embalse. El parámetro  $Q_m$  está entonces directamente relacionado con la altura del embalse.

ii) la relación

$$\frac{P_H}{P} = x,$$

proporción de hidráulica del conjunto de explotación considerado, o

$$\frac{P_T}{P_H} = 1 - x,$$

proporción de potencia térmica asociada.

Para cada valor de estos dos parámetros, la potencia máxima garantizada de la central hidroeléctrica está determinada.

En efecto, sea  $Q$  el caudal suministrado correspondiente a esta potencia máxima garantizada. Debe satisfacer la condición necesaria y suficiente de que la central disponga de la cantidad de agua deseada para asegurar el servicio de máxima de la red en época de estiaje.

Tenemos las relaciones

$$\frac{P_H}{P} = x \frac{E_H}{E} = y_1(x)$$

$$E = 24P \frac{5\,000}{8\,760} = \frac{24P}{1.75}$$

de donde

$$E_H = \frac{24}{1.75} P_H \frac{y_1(x)}{x}$$

Luego, la potencia  $P_H$  es proporcional al caudal correspondiente a la potencia instalada o caudal equipado

$$P_H = KQ$$

y  $E_H$  es igual a la energía que será producida en el transcurso de las 24 horas del día si se descargase regularmente el caudal medio diario  $Q_m$

$$E_H = 24 KQ_m$$

De ello se deduce:

$$\frac{Q}{Q_m} = 1.75 \frac{x}{y_1(x)}$$

Se advierte entonces que, para cada valor de  $Q_m$ , el caudal equipado  $Q$  depende sólo de

$$\frac{P_H}{P}$$

Cuando

	Porcientos				
$\frac{P_H}{P} = 50$	60	70	80	90	100
$\frac{Q}{Q_m} = 4.00$	3.18	2.58	2.15	1.91	1.75

Se observa que cuando la potencia térmica asociada varía de 0 a 100 por ciento de  $P_H$ , el caudal aprovechable calculado varía de  $1.75 Q_m$  a  $4 Q_m$ . La cifra inferior  $1.75 Q_m$  corresponde simplemente al funcionamiento diario de una red dentro de un régimen puramente hidráulico.

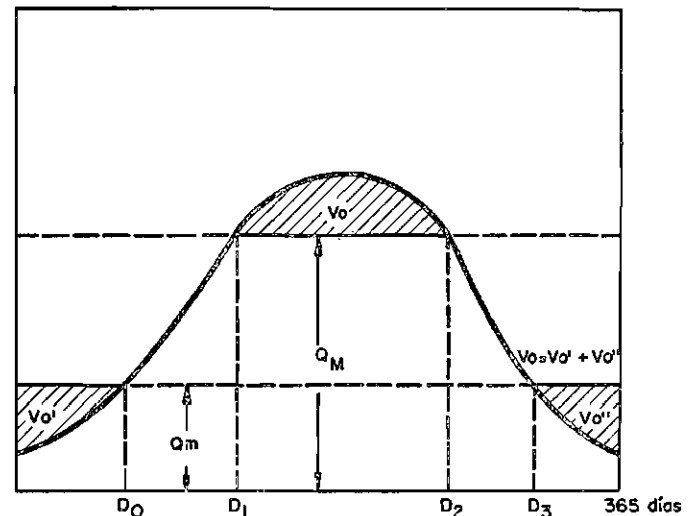
Se estudiará enseguida el caudal aprovechable por debajo del cual se tendrían pérdidas de agua en períodos de alta. El estudio de la curva anual de los caudales permitirá calcular el valor del caudal medio diario máximo turbinable  $Q_M$ , quedando asegurada la reposición de la reserva por los caudales naturales superiores a esta cifra.

Por ejemplo, se podrá operar, para un río que presenta una estación seca y otra lluviosa, como está indicado en el gráfico IV, en el cual la horizontal  $Q_M$  está trazada de manera que  $V_1 = V_0$ .<sup>1</sup>

<sup>1</sup> El gráfico IV tal vez no dé en forma exacta el valor máximo que

Gráfico IV

CURVA ESQUEMÁTICA DE LOS CAUDALES



## LA COORDINACIÓN DE LAS PRODUCCIONES HIDRO Y TERMOELÉCTRICA

### La situación italiana y las experiencias del Grupo Edison

por la *Società Edison* \*

Los problemas referentes a la integración de las plantas hidráulicas y térmicas son de gran importancia para la economía energética de los países caracterizados por una producción mixta de energía eléctrica; así, en la fase de planeamiento como en la de ejercicio, la coordinación racional entre ambos sistemas de producción constituye, en efecto, un presupuesto indispensable para calcular y conseguir el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, por una parte, y la realización de un sistema productivo de energía eléctrica técnicamente eficiente y económicamente provechoso, por otra. Aunque el problema de la coordinación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas se ofrece en todos los países de producción mixta, puede presentar diferentes perspectivas según el carácter de las organizaciones y la estructura de los sistemas productivos de energía eléctrica, y particularmente en relación con el carácter e importancia que la producción termoeléctrica alcanza en cada caso.

Así, por ejemplo, en países dotados de abundantes recursos hidroeléctricos, técnica y económicamente accesibles, pero desprovistos de combustibles, y en los cuales la industria eléctrica se ha enderezado sobre todo hacia el aprovechamiento de dichos recursos, la producción termoeléctrica puede resultar de interés relativamente limitado, y constreñirse a objetivos muy particulares, aunque a veces también muy importantes, puesto que están sometidas a la necesidad de garantizar, en todo momento, la continuidad del suministro de energía. Efectivamente, en tales países, las centrales térmicas pueden hallar útil empleo, en colaboración con los embalses de compensación estacional y pluri-  
enual existentes y hacer frente a la falta eventual de uniformidad en la disponibilidad de recursos hidráulicos a lo largo del año, o al contrario, a las posibles deficiencias de los años de sequía.

Pero cuando la estructura del sistema productivo de un país dotado de recursos hidroeléctricos evoluciona en el sentido de que —ya sea por un elevado nivel alcanzado en el aprovechamiento de dichos recursos, o por otras causas relacionadas con las disponibilidades de las diferentes fuentes de energía— la cuota termoeléctrica alcanza un porcentaje de cuantía considerable, entonces, las plantas térmicas no se limitan ya, por regla general, a tareas de integración estacional, ni a constituir una reserva para los años de sequía, sino que proceden, en medida cada vez más importante, a cubrir incluso, la base de las curvas de carga.

No siempre, sin embargo, en los países dotados de recursos hidráulicos, la industria eléctrica se dedica al aprovechamiento inmediato de éstos, como ocurre, por ejemplo, a veces, en países de notable extensión territorial, donde los recursos hidráulicos están ubicados muy lejos de los centros de consumo, razón por la cual los costos del transporte de la energía eléctrica pueden resultar excesivos, al menos en un primer momento, hasta que el desarrollo de la demanda permite la adopción de sistemas de altísima tensión y elevada capacidad de conducción.

De lo poco que se acaba de apuntar, resulta incluso evidente la variedad de aspectos que el problema de la coordinación entre las producciones hidro y termoeléctricas puede ofrecer. Como es lógico, la solución de dicho problema está supeditada a las exigencias de la red de suministro, esto es, a las características de las relativas curvas de carga.

Aunque estas últimas pueden diferenciarse en el tiempo y de un país a otro, ofrecen algunos elementos comunes al compararlos entre sí. Si se quiere caracterizar, con arreglo a estos elementos, la energía requerida por una red, podemos, por ejemplo, distinguir cuatro clases de energía:

a) la energía de base continua, inferior a la carga mínima de la red de los días no laborables (con utilización anual plena);

b) la energía de base discontinua, por los días festivos, determinada por la carga mínima del día laborable (con continuidad semanal y utilización anual de la carga no inferior a las 7 000 horas);

c) la energía de modulación de continuidad diurna (comprendida entre la energía de base y la extremidad del descenso o caída a mediodía de la curva de carga en día laborable); y

d) la energía de modulación extrema o de punta (correspondiente a la parte más alta de la curva de carga, por encima del límite señalado en el punto anterior).

Con referencia a las curvas de duración de la carga de redes eléctricas de países industrializados, curvas que por regla general no son muy diferentes entre sí, puede advertirse que la carga de base, es decir, la de plena utilización, representa un promedio aproximado del 30 por ciento de la carga máxima de pico, y que la energía de base puede calcularse, como término medio aproximado, en 50 por ciento de la energía requerida de la red, mientras el otro 50 por ciento está integrado por energía modulada con una utilización pro-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.19.

$$(250P_T - 30E_T) \frac{p}{3.5}$$

con

$$P_T = P(1 - x)$$

o sea

$$E = \frac{24P}{1.75}$$

Lo que da:

$$P[-250(1 - x) - 411y(1 - x)] \frac{P}{3.5}$$

Resulta así el cuadro siguiente:

x =	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %
$y_1(1 - x)$	0.33	0.33	0.10	0.035	0.015	0.005
Valor del gas $P_p$	4.0	10.0	17.0	17.4	12.5	6.6

Si se admite que este régimen dura cuatro meses al año, la pérdida total por kW de potencia garantizada será para:

x =	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %
Valor anual =	16p	40p	68p	69.6p	50p	26.4p

Valor capitalizado al 6 %	270p	670p	1 130p	1 160p	830p	440p
---------------------------	------	------	--------	--------	------	------

Si, por ejemplo,  $p = 0.007$  dólares, la plusvalía en capital a aportar a las variantes es, por kW de potencia garantizada:

Cuando

x =	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %
dólares kW	1.9	4.7	7.9	8.1	5.8	3.1

En todo caso, estas cifras representan un débil porcentaje del capital total y no ponen en tela de juicio el principio de los métodos expuestos. De todos modos faltaba darse cuenta de ello y medir el orden de importancia.

#### 4. Conclusión

El presente estudio, luego de haber recordado y precisado el interés y el mecanismo del funcionamiento combinado de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, da un método racional para determinar las mejores características que se pueda dar al aprovechamiento de una sección determinada de un río. Este método permite, mediante cálculos simples, insertar el aprovechamiento considerado en un sistema en expansión, con la garantía de que la solución hallada será la que aporte el máximo de ventajas a la economía del país.

## PROBLEMAS BÁSICOS EN LA EXPLOTACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

por Sir Josiah Eccles \*

La electricidad es una forma refinada de energía y su producción y distribución es un proceso que requiere fuertes inversiones de capital. El proyecto de abastecer de electricidad a una población está condicionado por un cálculo de las utilidades que producirá dicho abastecimiento. Para evaluar el alcance de los suministros industriales, el factor determinante es la capacidad de la población para explotar sus recursos naturales de agua, combustible, minerales de todas clases, fertilidad de agro y bosques. El ritmo de explotación en las etapas iniciales dependerá de la capacidad para atraer capital extranjero, ya sea en forma de dinero o en forma de equipo.

No existe una fórmula sencilla para predeterminar el ritmo inicial del aprovechamiento de la energía eléctrica y esto ha de hacerse sobre una base puramente empírica. La experiencia de los países industrialmente desarrollados es, sin embargo, la de que una vez que se ha establecido firmemente un sistema de energía, el ritmo de crecimiento de la demanda es exponencial.

La importancia de una previsión exacta aumenta paralelamente con la demanda, y en un sistema de suministro integrado sobre una base nacional es necesario emplear un pequeño grupo de expertos que se ocupe de esta labor en forma permanente. Hay tres métodos en uso para calcular la demanda y la producción. El más sencillo consiste en extrapolar la reciente tendencia exponencial. Una manera más refinada sería establecer una relación entre el crecimiento de la demanda y los diversos índices nacionales, como el producto nacional bruto y el índice de producción industrial. El tercer método se basa en el cotejo de los cálculos hechos por los organismos regionales abastecedores de electricidad, sobre la base del conocimiento del desarrollo de los acontecimientos en sus respectivas regiones. Una ventaja de estos cálculos regionales es que indican la modalidad geográfica del aumento de la demanda, un punto de importancia para el organismo central responsable del programa nacional de generación y transmisión. Los cálculos finales de la demanda y producción que hay que someter a la consideración de la Junta de Administración se basan en estos tres grupos de información.

El establecimiento de los criterios económicos para la explotación de un sistema de energía exige una eva-

luación de los recursos primarios autóctonos de energía, comparándolos no solamente entre sí, sino también con los recursos primarios externos que podrían ser importados. En el caso de la energía hidráulica, no habría necesidad de datos precisos a través de muchos años sobre antecedentes como caudales máximos, mínimos o medianos. Para el caso del carbón o petróleo autóctono, sería indispensable conocer la extensión de los yacimientos, la calidad del combustible, la tasa mínima de producción que podría ser puesta al servicio de objetivos energéticos, y el precio de entrega calculado del combustible para un período equivalente por lo menos a la vida económica de la central de energía en proyecto. También existe con el carbón y petróleo el problema de elegir entre transportar el combustible o la electricidad derivada de él.

Otro factor lo constituyen las dimensiones del sistema de energía, que conducen a consideraciones tales como el tamaño de los equipos generadores y la cantidad de capacidad generadora suplementaria que se necesita instalar. Las economías de los equipos de gran tamaño se hacen tanto en los costos de capital como en los gastos de funcionamiento y se obtienen en mejor forma en un sistema muy extenso y debidamente interconectado. Un sistema de esta clase posibilita el emplazamiento de centrales de energía cerca de las fuentes de combustible y permite por ello sacar partido de las economías de transmisión eléctrica; además, se adapta muy bien a la integración de centrales térmicas, nucleares e hidráulicas.

Los bienes empleados en la industria abastecedora de electricidad se caracterizan por su larga vida. Los métodos de financiamiento de la industria son, *a)* estipulación, con respecto a la depreciación de los bienes, de aportes anuales suficientes para responder al costo de los bienes consumados cada año; y *b)* emplear las utilidades no repartidas. En una industria que exige la inversión de fuertes capitales y que se está expandiendo con bastante rapidez, estos dos métodos de financiamiento son generalmente insuficientes para proporcionar la totalidad del capital requerido, en cuyo caso es necesario pedir capital prestado mediante la emisión de bonos o acciones comunes. En aquellos casos en que los recursos monetarios propios del país no bastaran o no fuera posible atraerlos en cantidad suficiente, se puede recurrir a empréstitos en el exterior.

\*Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.4.

media de la carga relativa (correspondiente al 70 por ciento de la carga de pico) que se acerca a las 3 800 horas.

Del examen de dichas curvas de duración se deduce, además, que el promedio de utilización de la carga máxima de pico puede calcularse en 60 por ciento. Puesto que, para poder afrontar imprevisibles aumentos de la carga o daños fortuitos de la maquinaria y tener en cuenta las exigencias del mantenimiento, es preciso disponer (en la práctica) de una red eléctrica de una potencia eficiente total (de todas las plantas de producción) superior a la punta máxima de carga (lo que corresponde a un promedio del 20 por ciento en redes principalmente termoeléctricas, siendo el promedio más elevado aún en redes hidroeléctricas). El promedio de utilización de la potencia total eficiente instalada es lógicamente inferior al 60 por ciento, y se acerca precisamente al 50 por ciento en redes principalmente termoeléctricas, siendo inferior aún en redes hidroeléctricas. En países cuyo nivel de industrialización sea más bajo, dicha utilización resulta, en general, más limitada aún.

Los datos que acabamos de consignar son, como dijimos, datos medios: ello significa que habrá plantas cuya utilización tendrá que resultar superior al término medio, y otras con utilización inferior, cuyos sobrantes irán a cubrir las puntas de cargas. Es sabido, en particular, que la energía no regulada producida en centrales hidroeléctricas de desagües continuos puede aprovecharse tan sólo en la zona de base del gráfico de carga, y al contrario, la energía producida en centrales hidroeléctricas provistas de depósitos adecuados permite hacer frente a las variaciones diarias y semanales del gráfico de carga, y, con tal que sea suficiente la capacidad de dichos depósitos, puede permitir también la integración estacional de la producción de centrales de desagües continuos, que, asimismo, como hemos visto, puede resultar desigual en el curso del año a causa de los particulares regímenes hidrológicos.

Los criterios de planeamiento de las plantas, tanto hidroeléctricas como termoeléctricas, varían, naturalmente, según la función que dichas instalaciones deben ejercer dentro del sistema de producción.

Por ejemplo, en el caso de plantas termoeléctricas, si su tarea es sólo de integración y, por consiguiente, puede preverse una utilización anual de las mismas, limitada, lo esencial de su planeamiento estribará en prever unidades térmicas que permitan el máximo ahorro en gastos de instalación, aunque ello quizá comporte alguna limitación en cuestiones de rendimiento. Al contrario, para centrales térmicas planeadas en vista de utilizaciones muy elevadas, interesa sobre todo lograr rendimientos muy altos, aunque ello implique en cierta medida mayores gastos de instalación.

En lo concerniente a las centrales hidroeléctricas, en una red en que la producción termoeléctrica vaya acrecentando gradualmente su importancia con respecto a la hidroeléctrica, hasta interesar ampliamente la zona de base de las curvas de carga, el interés hacia los diferentes tipos de plantas de depósito puede ir modificándose, en el sentido de que pueden adquirir particular importancia las instalaciones hidroeléctricas capaces de cubrir las puntas diarias y las variaciones semanales de la carga, mientras disminuye, por regla general, la necesidad de una compensación estacional.

Por lo que se refiere, finalmente, a las plantas electrónicas, hay que advertir que —por sus características técnicas y económicas, y especialmente por su rigidez de funcionamiento y los cuantiosos gastos de instalación— tendrán que destinarse al servicio de base, y, por lo tanto, su introducción obligará a acrecentar ulteriormente la modulación de la carga de las demás centrales.

La relación concluye con unas someras alusiones a la evolución del sistema productivo de la energía eléctrica en Italia, de las cuales puede sacarse la conclusión de que, dentro de dicho desarrollo, caracterizado por el más acertado aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país, la intervención de la producción térmica se ha realizado en forma diversa en las diferentes fases, pero siempre con arreglo cabal a las necesidades de cada momento del desarrollo. La industria eléctrica italiana ha podido, pues, cosechar una grande y amplia experiencia en el campo de la coordinación de las producciones hidro y termoeléctricas, en la multiplicidad de sus aspectos.

ños que fluctúan entre los 30 y los 550 MW, y su eficiencia probable. (Véanse los gráficos I y II.)

La primera central que ha empleado equipos de recalentamiento de 120 MW en el Reino Unido es la de Blyth, en Northumberland. Actualmente, las instalaciones de referencia se están ampliando con otra central construida bajo la responsabilidad de la misma firma consultora. Esta segunda central se denominará Blyth B y poseerá dos equipos de 275 MW y dos de 350 MW. Ambos tipos de equipo serán las mayores unidades sobre un eje único que se haya puesto en servicio en el Reino Unido; una vez terminadas, esas dos centrales representarán la mayor concentración de instalaciones generadoras del mundo.

Uno de los estudios emprendidos durante la elaboración de los planos de Blyth A examina los métodos para eliminar las cenizas y el carboncillo originados por la central a carbón. Otro se refiere al sistema de circulación del agua. Ambos ilustran la naturaleza del trabajo encomendado a los diseñadores de las instalaciones nuevas, así como los esfuerzos desplegados para reducir al mínimo toda posible interferencia con las propiedades adyacentes a la nueva central.

El comprador de una nueva instalación es responsable de su funcionamiento eficiente y seguro desde el día en que es puesta en servicio y durante toda la vida útil de la planta. Pero cuando la instalación es más grande y potencialmente más eficiente que las empleadas hasta ahí en el sistema, es difícil encontrar personal calificado para su buen funcionamiento y conservación. El estudio describe las medidas adoptadas por los propietarios de la central de Blyth para adiestrar al personal antes de que entre en funciones, y para extraer enseñanzas respecto a las técnicas más satisfactorias durante los primeros meses de funcionamiento. En el documento se incluye un cuadro de los turnos del personal. Los ingenieros consultores, el personal de la central y los contratistas colaboran entre sí al poner en servicio cualquier nueva instalación. El estudio incluye una sumaria relación de las principales pruebas y ensayos que se efectúan antes de que una unidad nueva soporte por primera vez una carga total, y describe las técnicas elaboradas para poner en marcha la

central reduciendo al mínimo el costo y los riesgos. Esta parte concluye dando algunos detalles sobre los resultados del funcionamiento de Blyth A, obtenidos durante los primeros años de vida de esa central.

La tercera parte del estudio describe la nueva central que se construye en la entrada del Dock Sud, en Buenos Aires. Una vez terminada, la central tendrá cinco turbinas generadoras de 120 MW para recalentamiento, y será la central eléctrica a vapor más grande de América Latina.

Después de mencionar algunos cálculos de la tasa de crecimiento de la carga eléctrica en las principales ciudades argentinas, se concluye que las unidades generadoras del tamaño elegido podrán emplearse con economía en el sistema del Gran Buenos Aires.

El estudio detalla las licitaciones elaboradas y dadas a conocer por la empresa de Agua y Energía Eléctrica (AyEE) de la Argentina en 1956. Esas licitaciones facultaban a los licitantes para presentar propuestas sobre los diseños más económicos, con un límite de seis equipos de 100 MW y cuatro equipos de 150 MW. La planta generadora de vapor debería funcionar con *fuel oil*, gas natural o carbón. Como el carbón es actualmente el combustible más caro, no se considerará la construcción de instalaciones manipuladoras y pulverizadoras del carbón ni, por consiguiente, las destinadas a recoger el carboncillo y a reacondicionar las tierras necesarias para almacenar el carbón.

La preparación de la propuesta triunfadora había sido encomendada a dos firmas de ingenieros consultores, que se encargaron también de la coordinación de los planos y de las estimaciones de todos los rubros ajenos a las actividades normales de los fabricantes que formaban dicha sociedad. La sociedad hizo preparar también una propuesta para las obras de ingeniería civil. La propuesta final incluía los servicios de los mismos consultores durante la construcción de la central y los de otras firmas para las obras de ingeniería mecánica y eléctrica para la coordinación general y para las obras de ingeniería civil.

El estudio finaliza discutiendo los planos de la central bonaerense en sus diversas secciones, así como su emplazamiento.

# CONSIDERACIONES ECONÓMICAS PARA EL PROYECTO Y OPERACIÓN DE GRANDES UNIDADES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por H. B. Johnson \*

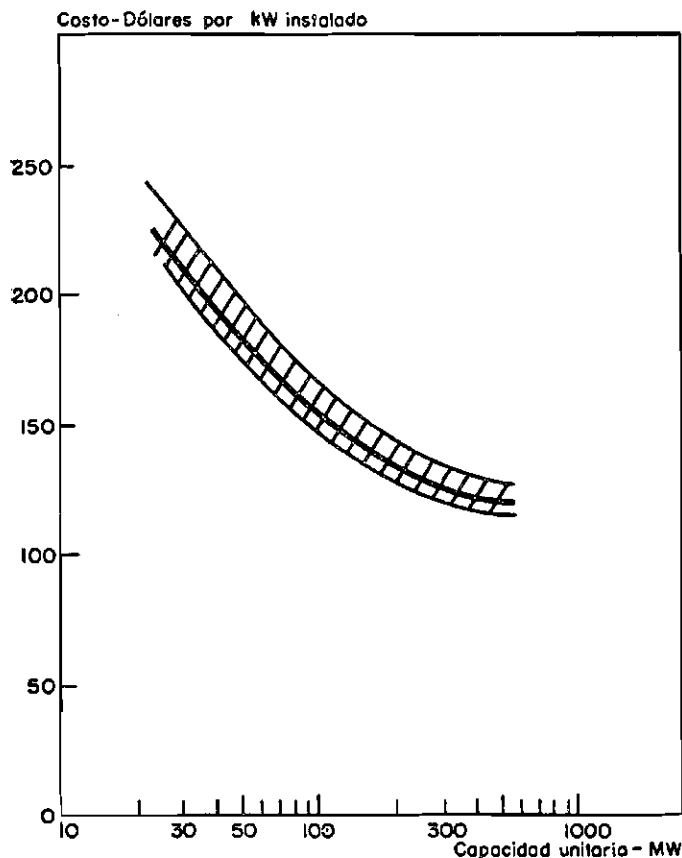
El estudio que se resume a continuación está dividido en tres partes. La primera expresa algunas consideraciones preliminares, indispensables para precisar los componentes básicos de una nueva central eléctrica o la ampliación de una central existente. En la segunda parte se describen algunas de las clases de estudios pormenorizados que deberán efectuarse sobre ciertas cuestiones relativas al diseño de una central, una vez establecidas las precisiones básicas. La tercera parte se refiere concretamente a los planos de la nueva central eléctrica que se construye en Buenos Aires.

El documento comienza examinando los diversos tipos optativos de centrales generadoras que habrán de considerarse cuando se prevén ampliaciones de la red de distribución. Las instalaciones con motor diesel

Gráfico I

REINO UNIDO: COSTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CENTRAL BLYTH, A

ESCALA NATURAL

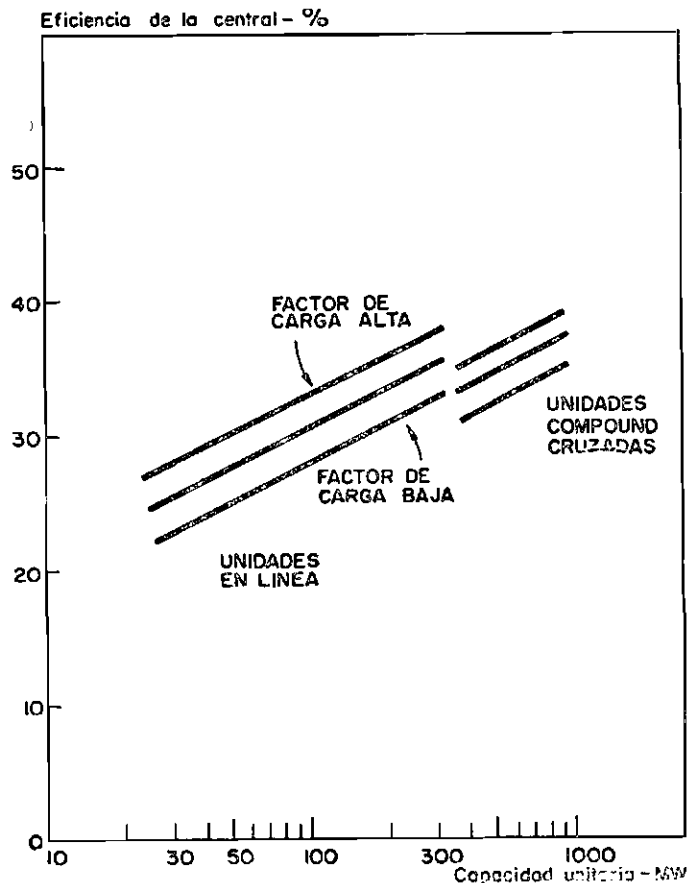


\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.33.

Gráfico II

REINO UNIDO: EFICIENCIA PROBABLE DE LA CENTRAL ELECTRICA BLYTH, A

ESCALA NATURAL



son adecuadas para centrales relativamente pequeñas. El costo de las centrales hidroeléctricas depende principalmente de las condiciones del emplazamiento. El costo de las centrales nucleares resulta tan elevado si se compara con el de instalaciones de vapor accionadas a petróleo, carbón o gas, que parece muy improbable su empleo en países poco desarrollados. El estudio expone las diversas materias que habrán de considerarse al determinar el tamaño de las unidades de vapor, cita algunos ejemplos y se remite a algunas obras publicadas que tratan de la determinación del tamaño de las centrales. Incluye también un cuadro con ilustraciones gráficas acerca de las nuevas unidades generadoras encargadas por la Central Electricity Generating Board del Reino Unido. En esas ilustraciones se examinan los costos de nuevas instalaciones de tama-



### III. ASPECTOS FINANCIEROS

#### ALGUNOS ASPECTOS DE LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PAÍSES POCO DESARROLLADOS

por Alfred E. Matter \*

##### Introducción

El presente informe tiene por objeto esbozar algunos problemas, que se le han presentado al Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento en los países menos desarrollados, en cuanto a la evaluación de proyectos de energía eléctrica y a la concesión de empréstitos para esos fines, y consignar la experiencia recogida en ese campo.

A través de todo el informe, el lector ha de tener presente que el criterio con que el Banco aborda la evaluación de esos proyectos difiere en muchos aspectos del de otras instituciones crediticias a causa de su naturaleza, finalidad y métodos de financiamiento particulares.

En líneas muy generales el objetivo principal del Banco es: *a)* contribuir al desarrollo económico de los países miembros facilitándoles el capital que necesitan con fines de producción, y *b)* fomentar la inversión extranjera privada mediante garantías o participación en los préstamos y, cuando el capital privado no se encuentre disponible en condiciones aceptables, complementar la inversión privada en condiciones convenientes.

Estas disposiciones requieren del Banco mayor amplitud de criterio y mayor flexibilidad para evaluar los proyectos, que del inversionista privado. Específicamente, el Banco ha interpretado esta mayor amplitud en el sentido de que no debe preocuparse tan sólo de la capacidad del garante para pagar intereses y capital sino, también, de que los proyectos sean técnica y económicamente eficaces, en el más amplio sentido de la palabra. En consecuencia, para la evaluación de un proyecto, el Banco se basa en los siguientes puntos:

1) ¿Pertenece el proyecto a un sector de alta prelación de la economía y tiene, a su vez, alta prioridad dentro de dicho sector?

2) ¿Ha sido debidamente planeado en cuanto a tipo, capacidad y programación?

3) ¿Se encuentran en manos competentes los planos, la preparación de especificaciones y contratos y la supervisión de las obras?

4) ¿Son apropiados los métodos y procedimientos

de concesión de contratos de equipo u obras o de ambas cosas?

5) ¿Son adecuadas las disposiciones adaptadas y el personal contratado para la explotación y conservación del proyecto en el futuro?

6) ¿El plan de financiamiento garantiza la obtención de la totalidad de los fondos necesarios para la construcción, establece una estructura financiera satisfactoria y proporciona un rendimiento adecuado?

Según la experiencia recogida por el Banco, dentro de los puntos generales que preceden, los siguientes aspectos son los que a menudo ofrecen especiales dificultades en los países menos desarrollados.

##### 1. Pronóstico del mercado de electricidad

En una región insuficientemente desarrollada es mucho más difícil que en una región desarrollada pronosticar la amplitud y el carácter del mercado de energía sobre el cual tiene que basarse, en primera instancia, el planeamiento de nuevas empresas de energía eléctrica.

En el caso de una empresa pública de una zona desarrollada, el punto de partida suele ser un alto nivel de consumo, grandes empresas en operación y estadísticas detalladas. En general, la demanda residencial futura puede predecirse con mucha precisión, y por varios años, basándose en las tendencias recientes y mediante un análisis de las nuevas fuentes de consumo de electricidad, como los instrumentos para aire acondicionado, calefacción y cocina. Algunas empresas de electricidad han establecido dentro de sus zonas correlaciones bastante fidedignas entre el incremento del ingreso y del consumo de energía eléctrica por habitante. Dichos datos, reforzados con el estudio de las tendencias demográficas y los movimientos migratorios desde la zona y hacia ella, junto con un estudio de la tendencia del desarrollo industrial, proporcionan generalmente una base adecuada para prever las necesidades del mercado de energía. Además, una empresa de electricidad pública de una zona desarrollada puede, en cierto modo, *permitirse* un margen de error en sus previsiones más fácilmente que otra establecida en una zona menos desarrollada. Si dicha empresa experimen-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.33.



mación al día sobre costo del equipo de los diferentes tipos de instalaciones, salarios, precios de los materiales, origen, precio y costo del transporte del combustible, además de muchos otros.

Este informe trata solamente de uno de los aspectos de la planificación: del estudio de las distintas soluciones posibles para determinar el tipo, la capacidad y la programación más económicas de la nueva central. Según la experiencia recogida por el Banco, semejantes estudios no se realizan con la debida frecuencia en la planificación de servicios de energía eléctrica de las zonas menos desarrolladas. Una empresa pública tiene siempre, en cierta medida, la opción de expandir sus servicios mediante nuevas instalaciones o unidades, que pueden variar en capacidad, tipo o programación. Como regla general, la solución más económica sólo puede determinarse por medio de una serie de comparaciones de programas a largo plazo, comprendiendo instalaciones capaces de abastecer el mismo mercado con idénticas garantías de producción y capacidad de reserva. Con demasiada frecuencia, el planeamiento consiste en la "justificación" de un proyecto particular, en lugar de determinar, en primer término, las necesidades en función del mercado de electricidad, y buscar en seguida la solución más económica para atender a dichas necesidades, comparando varias posibilidades.

En esos estudios comparativos, la primera cuestión que debe resolverse es la base sobre la cual habrán de confrontarse las diferentes soluciones. Hay varios criterios que se pueden utilizar: el costo de cada kilovatio instalado, el de cada kilovatio-hora vendido, o bien el rendimiento que cabe esperar de la inversión adicional requerida por un proyecto hidroeléctrico en comparación con la de un proyecto térmico. Sin embargo, ninguna de las bases de cálculo referidas es completamente satisfactoria, por el hecho de que cada una de ellas compara los diferentes programas o instalaciones sólo en una fecha determinada; por ejemplo, al comienzo de la explotación de la primera unidad o instalación, sin tener en cuenta que el primer paso en un programa de expansión, como regla general, influye mucho sobre las fases subsiguientes. Así tenemos que la primera instalación en un río puede implicar una capacidad de embalse destinada a alimentar a un cierto número de otras instalaciones aguas abajo y, por lo tanto, reducir sus costos, los cuales deben tenerse en cuenta en los estudios comparativos. En otras palabras, los criterios citados no consideran los costos de inversión, más los de explotación de un programa determinado, comparándolo con otro durante un período de tiempo.

Un método de comparación que toma en cuenta lo antedicho es el del *present worth*<sup>1</sup> del costo total requerido para servir la demanda de un sistema; en otras palabras, el costo de inversión más el de explo-

<sup>1</sup> El *present worth* o *discounted worth* de una inversión o gasto que se efectuará de aquí a X años, es el capital que, invertido en el presente y a un tipo de interés determinado, acumulará, al término de dichos X años, el importe de la inversión o gasto.

tación durante un período determinado de tiempo. Este método es empleado con mayor frecuencia cada vez por las grandes empresas industriales en sus estudios comparativos sobre las diversas posibilidades de inversión.

En la práctica, la aplicación de este método de comparación del *present worth*, tiene a su vez problemas y limitaciones porque frecuentemente son difíciles de establecer los datos básicos.

En general, el problema más grave consiste en formular programas verdaderamente comparables en cuanto a seguridad de explotación y capacidad de reserva. Esto se aplica en particular cuando se trata de estudios comparativos de proyectos hidroeléctricos y térmicos, y el caudal de agua para el proyecto hidroeléctrico está sujeto a grandes variaciones. En semejantes casos, la capacidad del proyecto hidroeléctrico en períodos extremos de estiaje es importante y depende mucho del criterio de cada cual. Este problema es tanto más difícil cuanto que los datos disponibles sobre caudales de agua se refieren solamente a unos pocos años y, por lo tanto, hacen imposible calcular la frecuencia, cantidad y duración de los estiajes extremos.

El segundo problema, en cuanto a las dificultades que ofrece, es la estimación del capital de inversión y de los costos de explotación de los distintos programas posibles. Hay acuerdo en que la base de cálculo tiene que ser siempre el nivel de los jornales y los precios actuales (aunque se necesite hacer ajustes para el costo de las divisas extranjeras). El problema consiste, en gran parte, en *i*) determinar el monto conveniente del fondo para imprevistos en la construcción, el cual tiene especial importancia en el caso de los proyectos hidroeléctricos y debe ajustarse de acuerdo con la exactitud de los datos técnicos básicos y el progreso alcanzado con respecto a las fases de planificación técnica y diseño; y *ii*) estimar las tendencias del rendimiento de futuras centrales térmicas.

El tercer problema, es el de elegir el período de comparación. Este tiene que ser lo suficientemente prolongado como para poner de manifiesto la vida útil relativa de las instalaciones comparadas. Las proyecciones de la carga y las inversiones que abarquen períodos tan largos se tornan algo especulativas, pero en la práctica este problema no es demasiado grave, porque los factores del *present worth* se rebajan muy rápidamente en vista de los tipos de interés bastante altos que rigen en los países menos desarrollados y, por lo tanto, un error en la proyección del desarrollo de aquí a 10 o 20 años tendrá poca influencia sobre *present worth* total.

El último problema consiste en elegir el tipo de interés sobre la base del cual hay que calcular el *present worth*. Hay acuerdo general en el sentido de que aquél ha de ser el precio del dinero que se destine a este tipo de proyecto en el país de referencia, y que no es necesariamente el precio que el dinero le cuesta a la empresa. Sin embargo, las opiniones individuales sobre dicha cifra pueden variar en varios tantos por ciento, e

ta escasez o exceso momentáneos, a menudo puede corregir la situación, a lo menos en parte, mediante convenios de intercambio con otras empresas vecinas interconectadas.

En las zonas subdesarrolladas, los planificadores se encuentran generalmente en una posición muy diferente. El consumo de energía eléctrica es bajo; las empresas son pequeñas y rudimentarias; los datos estadísticos son con frecuencia incompletos o inadecuados para hacer una previsión. A veces, hay gran acumulación de demanda insatisfecha a causa de la escasez de capacidad, que es difícil precisar con exactitud (sobre todo si a consecuencia de ello, los consumidores industriales han instalado sus propias plantas generadoras, siendo arduo prever si estas últimas continuarán o no en operación cuando se disponga de un servicio público de energía más seguro).

En situaciones semejantes, los planificadores caen frecuentemente en la tentación de recurrir a atajos para llegar a proyecciones del mercado; por ejemplo, el estudio del ritmo de incremento reciente de la demanda total, o del promedio de consumo por habitante en "áreas comparables". La falacia del primer método consiste en que los diferentes sectores de consumo tienen invariablemente ritmos distintos de crecimiento; la del segundo es, desde luego, que no existen "áreas comparables".

Semejantes pronósticos del mercado pueden, por exceso o por defecto, dar resultados que se aparten mucho de la realidad.

No hay soluciones generales a este problema; no hay ni siquiera tendencias generales. En cada zona, el análisis del mercado tiene que adaptarse a las características de esa zona y las previsiones tienen que basarse en los supuestos de la carga máxima y del consumo en cada uno de los principales sectores de consumo. En aquellos casos en que los datos esenciales son tan inciertos que implican un amplio margen de error en las previsiones, es preferible establecer, como base de la planificación de nuevas instalaciones, límites mínimos y máximos tanto para la futura carga máxima como para el consumo.

Las siguientes observaciones se refieren, someramente, a los sectores residencial e industrial que, de ordinario, forman el grueso del mercado.

#### a) *El sector residencial*

Frecuentemente, para las previsiones sobre el sector residencial, se dispone, por lo menos, de un punto de partida basado en algunos datos estadísticos. Si hay acumulación de demanda insatisfecha, el número de solicitudes pendientes para nuevas conexiones podría proporcionar un indicio, pero el total será casi siempre aproximado. La proyección del incremento de la demanda es el aspecto más difícil. En algunos países, el consumo residencial continúa decididamente restringido porque en muchos casos el ingreso familiar aún no ha alcanzado el nivel que permita el lujo de un ser-

vicio eléctrico. El ulterior aumento del consumo de una familia dependerá a su vez, del incremento de sus ingresos. Un método para llegar a una previsión del mercado o, por lo menos, verificar las previsiones existentes, consiste, por lo tanto, en establecer, *i*) el nivel de ingreso a partir del cual una familia puede considerarse en condiciones de sufragar los gastos de la instalación inicial (y el tamaño de dicha instalación); *ii*) el número de familias que ya están sobre ese nivel y las que irán alcanzándolo anualmente; y *iii*) la correlación entre el incremento del ingreso familiar y del consumo de electricidad por familia. Es posible que algunos de estos datos sean estimaciones burdas y contengan márgenes de error bastante grandes, pero, por lo menos, el método es racional.

#### b) *El sector industrial*

Las previsiones sobre el sector industrial son generalmente mucho más difíciles, y tienen que apoyarse en las circunstancias particulares de cada caso, aún más que las otras. En algunos, existen contratos de suministro estable de energía eléctrica o programas industriales definidos. En otros, sin embargo, no hay más que la esperanza de que la "abundancia de energía barata", por sí misma, llegue a ser una atracción tal que inevitablemente dará por resultado una rápida industrialización. Semejante generalización se presta a muchos errores porque el costo de la energía eléctrica tiene poco que ver con el ritmo de industrialización, excepto en el caso de las industrias de consumo intensivo de energía.

Sin embargo, a estas industrias sólo les atraen los contratos especiales a largo plazo; ello significa que, para todos los efectos prácticos, los aspectos industriales y eléctricos tienen que ser planificados conjuntamente. Para las demás industrias, el costo de la energía eléctrica representa sólo del 1 al 2 por ciento de los costos totales de producción, siendo, por tanto, un factor de muy poca importancia en la determinación de su localización, con respecto, por ejemplo, al precio y a la disponibilidad de mano de obra y materias primas, *disponibilidad* de energía, amplitud y distancia de los mercados, los medios de transporte y, por último y no por ello menos importante, la disponibilidad de capital.

Por lo tanto, la previsión de la demanda de energía en el sector industrial tiene que basarse, en primer término, en un pronóstico del desarrollo industrial de la zona, teniendo en cuenta todos los factores citados.

#### 2. *Capacidad, tipo y programación de nuevas centrales*

Además de las previsiones relativas a la carga y el consumo, una planificación adecuada exige, asimismo, datos técnicos suficientes sobre el caudal de agua disponible durante períodos de tiempo razonables, exploraciones del subsuelo y estudios geológicos, confrontación de distintos diseños de represas y centrales, infor-

veniente de contrato para la realización de un servicio o compra determinados, y en las bases de adjudicación (licitación o negociación) que más convienen a los ejecutores del proyecto. No existen para ello normas de carácter general; además no es posible en el presente estudio, por falta de espacio, examinar las muchas y diferentes modalidades y soluciones aplicables a dicho problema. Hay, sin embargo, algunas reglas casi elementales que, de acuerdo con la experiencia del Banco, darán por resultado mejores contratos, reduciendo en gran parte las controversias a que aludimos.

En lo que concierne al tipo de contrato, sobre todo para obras de carácter civil, el punto de mayor importancia es que los ejecutores del proyecto mantengan su propio personal o bien dispongan de consultores completamente experimentados en los diversos tipos de contrato, y que estén al tanto de los procedimientos de construcción y legales en el país correspondiente, y puedan preparar, por lo tanto, las especificaciones y la documentación indispensables y que mejor se adapten a las obras y a las circunstancias locales. Ya sea sobre la base de precio fijo por unidad, de costo más honorarios fijos o de "llave en mano", la redacción del contrato y su aplicación son tan importantes como la selección del tipo de contrato. En aquellos casos en que jornales y precios son razonablemente estables y están bien definidas las condiciones y los planos del proyecto, el contrato basado en el precio fijo por unidad es, de todos modos, el más conveniente.

En lo que concierne a las bases de adjudicación, el concurso competitivo internacional continúa siendo el más adecuado. Lo es, especialmente, si se tiene en cuenta que en los últimos años han cambiado las tendencias de los costos del equipo y la construcción, y que nuevos fabricantes y contratistas han entrado en dicho campo. La adjudicación de grandes contratos por medio de la negociación, por muy hábil que sea el negociador, deja siempre una grave duda en cuanto a las condiciones finales y a la economía de los precios. Además, la negociación tiene a menudo la grave desventaja de crear desconfianza en el público, cuyos intereses están siempre en juego, directa o indirectamente, en la adjudicación de contratos por parte de una empresa pública, sobre la posible existencia de irregularidades. Dudas de esta clase menoscaban innecesariamente la confianza del público en la empresa ejecutora así como en el organismo gubernamental que realiza la supervisión.

Los dos inconvenientes que, con mayor frecuencia, señalan los que critican los concursos competitivos, son el tiempo que consumen y el hecho de que su adjudicación se haga generalmente a la empresa que ofrece el precio más bajo, sin tener en cuenta sus antecedentes. Ambos inconvenientes pueden evitarse con facilidad. El factor tiempo no tiene por qué perjudicar la marcha de los trabajos, si la empresa ejecutora abre los concursos en el momento oportuno; el segundo inconveniente puede eliminarse muchas veces mediante un cuidadoso examen de los antecedentes de las empresas

que participarán en el concurso, y exigiendo que el organismo encargado de la adjudicación tenga en cuenta todos los aspectos de la misma, incluyendo los precios. Si dicha organización llega a establecer una tradición de honestidad y confianza en sus decisiones, sus actos serán acogidos con mucha mejor disposición.

Recientemente, muchas empresas ejecutoras han exigido que los licitantes presenten, además de sus propuestas, ofertas de financiamiento. Según la experiencia del Banco, dicho procedimiento no conviene, en general, al interés de la organización ejecutora. Los créditos que proceden de los mismos proveedores o licitantes no son generalmente apropiados porque, en general, se ofrecen a corto plazo; además, el procedimiento limita seriamente el número de ofertas y elimina a muchas que, en otros aspectos, podrían ser muy convenientes. En segundo lugar, hace muy difícil la comparación entre las diversas ofertas, a causa de la variedad de las condiciones financieras ofrecidas. En tercer lugar, con frecuencia, dicho método da por resultado, un financiamiento excesivamente caro. Puede que ello no sea aparente a primera vista, a causa del bajo tipo de interés declarado, pero el proveedor puede muy bien incluir en su precio-base una considerable suma destinada a financiar los costos y los riesgos.

### c) *Explotación y conservación*

Los problemas de explotación y conservación de las instalaciones de energía eléctrica en los países subdesarrollados no difieren mucho de los que se presentan en los países desarrollados. Sin embargo, los responsables de la dirección a veces no se dan cuenta de que, a medida que el sistema se expande, adquiere mayor importancia la revisión de las normas de operación de los embalses y centrales, los sistemas de despacho de carga, los programas de inspección y reparación y muchos otros aspectos esenciales para la eficacia de la explotación y conservación. El hecho de que, en áreas menos desarrolladas, muchas empresas públicas dispongan de escaso personal especializado, sólo puede remediarse acudiendo al asesoramiento externo, tanto en los métodos y procedimientos de explotación y conservación como en la preparación de personal nacional por medio de programas de adiestramiento que resulten adecuados.

Gran parte de la eficacia y de la expansión metódica planeada de las empresas públicas en los países desarrollados, puede atribuirse a la continuidad de servicio de su personal dirigente. Por el contrario, la eficiencia de la explotación y conservación de las empresas públicas estatales en los países menos desarrollados disminuye, a menudo, con la frecuente sustitución del personal de dirección, por cambios políticos en el país, o salarios insuficientes. Nada contribuirá mejor a la competente dirección de dichas empresas que, *i*) apartarlas de la política; *ii*) retribuir al personal adecuadamente, y *iii*) establecer una tradición de servicio público.

influir considerablemente sobre el *present worth* total. Cuanto más alto sea el interés, más favorable se presentará la solución térmica, dada la mayor inversión inicial que exigen los proyectos hidroeléctricos.

Naturalmente, el resultado de las comparaciones basadas en el *present worth* tienen que interpretarse siempre con mucho cuidado. Ante todo ha de tenerse en cuenta el margen de error de los supuestos y, en consecuencia, el del *present worth*. En aquellos casos en que el *present worth* es razonablemente similar, otras consideraciones tendrán que decidir la selección final del proyecto; por ejemplo, el volumen de la inversión inicial, el período de construcción, las características de explotación de las diferentes centrales, los posibles cambios en la carga generatriz, etc. Además, dichos estudios no resuelven el problema definitivamente, sino, por el contrario, tienen que revisarse antes de decidir sobre la siguiente fase del programa.

Pese a todas las dificultades y limitaciones descritas, el método de comparación del *present worth* es un instrumento analítico muy valioso. Es el único método que reconoce el valor de la moneda en los diferentes períodos, y que tiene en cuenta, de una manera efectiva, los diversos volúmenes de las inversiones hechas en períodos diferentes. Hay una ventaja adicional en dicho método de comparación, y es que da a los planificadores una conciencia del costo, enfocando su atención sobre muchos aspectos técnicos y financieros del proyecto o programa que, de otro modo, pasarían inadvertidos.

### 3. Algunos problemas en la construcción y explotación de centrales

Ciertos problemas relativos a la construcción y explotación de las centrales de energía eléctrica —que no son necesariamente problemas exclusivos de las zonas menos desarrolladas— también suelen causar preocupaciones en los proyectos financiados por el Banco.

#### a) Dirección técnica y supervisión

El primero de estos problemas radica en la efectividad de la dirección técnica y la supervisión de la construcción. Con frecuencia, éstas son deficientes por dos razones principales. Una, que, a veces, los dirigentes del proyecto no tienen una noción clara de los errores en que puede incurrirse en la dirección técnica y supervisión del proyecto y lo costosas que son sus consecuencias y, por lo tanto, no se dan cuenta del riesgo que constituye el contar con un personal inexperto. La otra causa es que todos los países insuficientemente desarrollados padecen de escasez de personal técnico, lo cual significa que para lograr una planificación y dirección técnica adecuadas, estos servicios han de obtenerse en el extranjero. Las objeciones que se hacen a esta práctica se deben algunas veces a un exceso de orgullo nacional, y siempre, naturalmente, a su alto costo. No obstante, la experiencia está convenciendo,

poco a poco, a los dirigentes de que semejantes gastos siempre son compensados con creces por la economía y los beneficios resultantes de un grado de calidad más alto y del ahorro de tiempo.

En muchos países menos desarrollados se podría sacar mucho más provecho de los servicios de los consultores extranjeros mediante un estudio más cuidadoso del procedimiento de selección de los mismos, y del trabajo a que se les asigne. La primera fase para el contrato de consultores debería ser siempre una descripción muy completa de todas las funciones y responsabilidades del cargo. Si en el país se dispone de ingenieros o empresas técnicas, lo más aconsejable es que el consultor extranjero se una a ellos, con el objeto de adiestrarlos y, al mismo tiempo, reducir al mínimo los gastos en moneda extranjera. La segunda fase ha de ser una cuidadosa selección basada en la competencia requerida para un determinado cargo, no sólo obteniendo informaciones completas sobre la experiencia y referencias de las empresas, sino también sobre las personas que serían asignadas al trabajo. Por un proceso de eliminación, se obtendrá una lista compuesta de unas tres, cuatro o cinco empresas, entre las cuales habrá de hacerse la selección final. Aun así, esta selección última se hace con demasiada frecuencia sobre una oferta basada en un costo total fijo. Ello desorienta porque nunca se pueden comparar las ofertas ni en costo ni en calidad; estas ofertas, presentadas por empresas igualmente acreditadas, difieren frecuentemente en la proporción de uno a cuatro y a veces más, lo que evidencia lo difícil de su comparación. Según la experiencia recogida por el Banco hay una base más conveniente para la concesión de contratos a empresas consultoras, y que es, en la mayoría de los casos, la de "costo más honorarios fijos" (*cost plus fixed fee*). Los honorarios y los otros elementos componentes del costo de las empresas entre las que hay que hacer la selección última deben ser, naturalmente, confrontados. Pero el aspecto dominante en la decisión final tiene que ser, en definitiva, la capacidad y experiencia de la empresa.

Con mucha frecuencia no es posible ni conveniente delegar toda la responsabilidad en el consultor. En esos casos es igualmente importante que el propietario designe una organización competente, compuesta de personal idóneo y adecuado, dando a sus diversos niveles de responsabilidad una autoridad claramente definida que les permita tomar, sin pérdida de tiempo, las múltiples decisiones necesarias.

#### b) Adjudicación de contratos de construcción y equipo

En la mayoría de los países miembros del Banco la ejecución de las obras civiles, y desde luego el suministro de los equipos mecánicos y eléctricos necesarios, se entrega a empresas constructoras y fabricantes a base de contratos.

Las empresas a cargo de la construcción difieren grandemente en sus criterios en cuanto al tipo más con-

beneficios retenidos. (Es de interés notar que en los Estados Unidos, en años recientes, entre el 15 y 20 por ciento de las nuevas inversiones de capital en empresas eléctricas de propiedad privada, han procedido de emisiones de acciones; entre el 45 y 50 por ciento, de los nuevos préstamos a largo plazo, y aproximadamente un 35 por ciento, de reservas de depreciación y ganancias retenidas.)

En último análisis, una empresa eléctrica de propiedad privada puede valerse eficazmente de las citadas fuentes de financiamiento para sus programas de expansión sólo en el caso de que sus ingresos sean suficientes para producir beneficios netos adecuados por acción y también un fondo apropiado para el servicio (intereses y amortizaciones) de la deuda.

No es fácil definir el nivel apropiado de los beneficios netos ni del fondo para el servicio de la deuda. En lo que concierne a las ganancias, se trata en primer término de una cuestión de definición (el concepto *neto* significa, naturalmente, el importe de las ganancias una vez deducidos los gastos indispensables, como los de explotación, conservación y administración, los impuestos y el interés, y deducida también una *depreciación adecuada*, pudiendo diferir grandemente las opiniones acerca de esta última, y en segundo lugar, del porcentaje, que también depende de cada caso en particular.

Las ganancias retenidas, sumadas a las reservas de depreciación, han de atender siempre a una parte considerable del costo de las nuevas inversiones. El fondo para el servicio de la deuda debe ser tal que permita a la empresa conseguir préstamos de instituciones nacionales y extranjeras en condiciones razonables. Finalmente, teniendo en cuenta que la generación interna de efectivo más los nuevos préstamos que se obtengan no pueden cubrir indefinidamente todas las necesidades de nuevas inversiones, el importe de los beneficios y el que se pague en forma de dividendos deben permitir al servicio público competir por capital nuevo en acciones en los mercados financieros, lo mismo nacionales que extranjeros. Con el objeto de atender a uno o varios de estos puntos, algunos acuerdos de préstamo del Banco a empresas eléctricas de propiedad privada comprenden convenios sobre tarifas.

Las cuestiones que anteceden, relativas a lo adecuado de las ganancias y a la necesidad de tener un fondo para el servicio de la deuda, pueden ser analizadas en abstracto sólo hasta cierto punto. La prueba definitiva del análisis será el éxito o el fracaso de la empresa al emitir nuevas acciones o bonos. Quizá la mejor manera de ilustrar cuanto acabamos de decir se encuentre en el ejemplo de una importante empresa privada de electricidad, latinoamericana, que recientemente ha conseguido nuevos fondos de un volumen considerable en el mercado financiero mundial.

Hay que señalar, sin embargo, que la posibilidad de obtener fondos en el mercado mundial no es solamente cuestión de disponer de ganancias netas suficientes y de un fondo adecuado para el servicio de la

deuda en el momento de producirse la necesidad de financiamiento. Más importante es la actitud y tradición de un país o de su organismo regulador responsable hacia las empresas públicas de propiedad privada en general, y los antecedentes en el caso de la empresa en cuestión. A menos de existir un clima favorable y la perspectiva no sólo de justicia en el trato sino de aliento a la inversión de capital privado, con una tradición de tarifas razonables, el capital privado buscará otros sectores más atractivos.

### c) *Problemas de las empresas públicas estatales*

Muchas de las empresas públicas estatales de América Latina fueron creadas porque las de propiedad privada, fundadas con anterioridad, no eran capaces de financiar la expansión de los servicios que exigía el crecimiento económico. En algunos casos, una razón complementaria fue la necesidad apremiante de electrificación rural, la cual no produciría ganancias suficientes para pagarse a sí misma, siendo, por lo tanto, una propuesta muy poco atractiva en el sentido estrictamente comercial. Finalmente, hubo la presión política sobre muchos gobiernos para obligarlos a participar en el sector de las empresas públicas, por la creencia de que ellos podrían ejercer dicha función en forma más eficaz y económica.

La fuente principal del financiamiento de esas empresas públicas estatales la constituyen las asignaciones de fondos del presupuesto nacional y los ingresos derivados de impuestos especiales. Normalmente, dichas empresas no pagan interés ni dividendos sobre dichos fondos y cuentan además con la posibilidad de nuevos préstamos, de reservas de depreciación y de beneficios retenidos para financiar las nuevas inversiones igual que las empresas privadas. Muchas veces, la obtención de nuevos préstamos es mucho más fácil para una empresa pública estatal que para una empresa de carácter privado, pues aquélla puede conseguir préstamos con la garantía del gobierno.

Muchas de las empresas públicas de carácter estatal han crecido hasta alcanzar proporciones considerables. En algunos países, tienen el monopolio de la producción de energía eléctrica; en otros, coexisten con empresas de propiedad privada.

Sin embargo, las empresas estatales se enfrentan, en gran medida, con las mismas dificultades de financiamiento, cuando de su expansión se trata, que las empresas de propiedad privada. Las razones son las siguientes: *i*) las necesidades de capital son mucho mayores de lo que permiten los fondos presupuestarios asignados a tal objeto, y *ii*) aun con la garantía del gobierno, su capacidad para solicitar préstamos, dentro y fuera del país, es limitada, en vista del volumen del servicio de la deuda, y de la capacidad crediticia del mismo gobierno.

En último análisis, nos encontramos de nuevo con que sólo hay un procedimiento por el cual las empresas públicas estatales pueden financiar sus programas

#### 4. Aspectos financieros

##### a) Antecedentes

El financiamiento de la expansión de empresas de energía eléctrica es particularmente exigente. Esto es debido, en primer lugar, al crecimiento implacable de la demanda y, además, a que un país no tiene otra alternativa que atender a dicho crecimiento si se quiere que la economía se desenvuelva en forma equilibrada. Esta característica, sumada al hecho de que se trata de un monopolio, sitúa al sector de energía eléctrica al margen de casi todo el resto del sector industrial, dándole básicamente el carácter de una empresa pública, más que el de una industria de tipo normal.

Otro aspecto sobresaliente del financiamiento de la energía eléctrica es el ritmo de crecimiento de su demanda y lo que dicho ritmo representa en cuanto a nuevas necesidades de capital. En los países más industrializados, con excepción de la Unión Soviética, el ritmo del incremento de la demanda ha sido, en años recientes, entre 6 y 8 por ciento anual. En la Unión Soviética y los países menos desarrollados el ritmo ha sido mayor, alcanzando en varios años promedios que fluctúan entre 10 y 15 por ciento, y aún más altos en períodos breves. Al ritmo de 7 por ciento el crecimiento acumulativo significa, aproximadamente, doblar cada diez años la potencia instalada.

Según las estadísticas publicadas por las Naciones Unidas, en América Latina la capacidad generatriz total instalada en servicios públicos (excluyendo las centrales de propiedad de industrias privadas) fue de unos 12 millones de kilovatios en 1958: de dicho total, 6.5 millones pertenecen a centrales térmicas y 5.5 millones a centrales hidroeléctricas. El costo de producción de dichos servicios a los precios de 1958, se ha estimado entre 3 500 y 4 000 millones de dólares. Si a ello se suma el costo de transmisión y distribución, la inversión total en el sector de energía eléctrica en aquella fecha representaba aproximadamente el doble. Una suma de la misma magnitud tiene que ser invertida de nuevo en los próximos siete a diez años, si se quiere atender en forma adecuada al crecimiento de la demanda durante dicho período.

El problema agobiante consiste en movilizar estas masas de capital sin dejar de atender a las necesidades del resto de la economía. Los métodos empleados para proveerse de capital difieren grandemente según los países y dependen de sus sistemas políticos y económicos y del nivel de su desarrollo económico. Los mecanismos y procedimientos de financiación en países desarrollados no son necesariamente aplicables a países en un estado inferior de desarrollo económico. El presente estudio no puede en modo alguno abarcar todo el campo del financiamiento de energía eléctrica y tiene que limitarse al estudio de las condiciones existentes en América Latina. Aun así, se limitará a resumir la experiencia del Banco a este respecto, y a trazar amplias líneas generales de orientación ante una situación que todavía no se ha definido.

Los países de América Latina, como los de otras áreas geográficas, han encomendado la producción de su energía eléctrica a una u otra de las siguientes instituciones o a ambas en conjunto: i) empresas estatales, semiautónomas en muchos casos y hallándose en otros a cargo de un departamento del gobierno nacional o de la administración local; y ii) a sociedades de propiedad privada que trabajan sobre la base de una concesión y están sometidas a la jurisdicción de un organismo regulador nacional o local.

Los dos tipos de instituciones, por su diferente naturaleza, tienen problemas distintos cuando se trata del financiamiento de sus programas de expansión. Sin embargo, en dichos problemas hay más similitud de la aparente, porque ambos tipos de empresas tienen que resolver las mismas dificultades: la carencia de un mercado local de capitales, o bien, de existir dicho mercado, su insuficiencia para atender a las necesidades de la industria de energía eléctrica además de suministrar todos los otros fondos necesarios. Como resultado de ello, no puede sorprender que la solución a estos problemas sea aproximadamente la misma en ambos tipos de instituciones: tarifas suficientemente altas para producir un sobrante de efectivo procedente de la explotación, capaz de financiar una parte importante del costo de las nuevas centrales. A continuación se examinan más a fondo los problemas financieros particulares de los dos tipos de instituciones. Históricamente, la sociedad de propiedad privada, fue la primera en aparecer; por lo tanto es interesante examinarla en primer lugar, aun cuando en la actualidad su importancia sea secundaria.

##### b) Problemas de las empresas públicas de propiedad privada

Casi todas las empresas de producción de energía eléctrica de propiedad privada de América Latina fueron fundadas poco antes o poco después de la primera guerra mundial por empresas financieras extranjeras que esperaban buenos beneficios de sus inversiones. Dos condiciones fundamentales contribuyeron a ello: i) libertad completa en la salida y entrada de capitales en los países menos desarrollados, y ii) la falta de reglamentación tarifaria (o, de existir, la liberalidad de su redacción y aplicación). Estas dos condiciones han ido desapareciendo gradualmente en la mayoría de los países latinoamericanos. Las empresas públicas de propiedad privada que todavía existen, se encuentran hoy sujetas a severas restricciones en lo que concierne a la transferencia de intereses y capitales y, a menudo, con beneficios muy insuficientes. A consecuencia de ello, les es enormemente difícil, por no decir imposible, financiar los proyectos de expansión exigidos por la mayor demanda de electricidad en sus respectivas zonas.

¿Cuáles son las fuentes de capital de las empresas públicas de propiedad privada? Fundamentalmente, las siguientes: i) capital nuevo en forma de acciones; ii) nuevos préstamos, y iii) reservas de depreciación y



## EL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL FINANCIAMIENTO DE LAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD

por la Comisión Económica para Europa (División de Energía) \*

### 1. Tendencias del precio de costo de la energía eléctrica

Los gastos de explotación de una empresa de electricidad pueden agruparse en tres categorías:

a) La primera comprende los gastos de financiamiento, la amortización del activo fijo y los salarios. Es proporcional a la importancia del equipo, compuesto de las centrales, las redes y las subestaciones transformadoras.

b) La segunda incluye los gastos de combustibles, lubricantes y los de conservación, revisión y reparación. Es proporcional a la energía eléctrica que se entrega al consumidor.

c) La tercera, menos importante que las anteriores, comprende los gastos generales, los seguros, los impuestos y las tarifas; depende de la cifra de negocios de la empresa.

Para una empresa de electricidad que sólo dispone de centrales hidroeléctricas, la primera categoría es, relativamente, la más importante, dada la cuantía de los gastos necesarios para construir los medios de producción.

Para una empresa de electricidad que sólo posee centrales térmicas, la segunda categoría reviste la misma gran importancia de la primera, a causa del fuerte desembolso en combustible.

Por último, para las empresas que explotan una red alimentada por centrales térmicas e hidráulicas, se observa una situación intermedia.

De esta manera, la tendencia del precio de costo de la energía eléctrica es función de los cuatro parámetros siguientes:

- i) el factor de aprovechamiento de la capacidad instalada;
- ii) el costo del kW instalado;
- iii) los gastos de financiamiento que dependen del capital de la empresa;
- iv) el consumo específico de las centrales térmicas por kW producido.

En general, al aumentar la electrificación tiende a ser mayor el factor de aprovechamiento de la potencia instalada, lo que se traduce en una disminución del costo de producción de la energía eléctrica. Por otra parte, el progreso alcanzado en la construcción de centrales redundará en una disminución del costo específico por kW y del consumo de combustible en las centrales térmicas, sobre todo por la adopción de tem-

peraturas y presiones más elevadas del vapor. Además, el aumento del consumo específico de energía eléctrica por consumidor y el empleo de unidades de producción cada vez más potentes y de tensiones más altas, disminuye la importancia de los fondos destinados a salarios.

Sin embargo, esta tendencia depresiva se ve compensada en parte por el precio del combustible en las centrales térmicas y, en el caso de la energía hidroeléctrica, por el hecho de que ya instalados los emplazamientos más ventajosos, el costo de construcción de esas centrales tiende a aumentar. A ello obedece que el precio de costo de la energía eléctrica haya logrado mantenerse casi estable a partir de la segunda guerra mundial.

### 2. Fijación de las tarifas de la energía eléctrica

La fijación de tarifas se ha tornado particularmente difícil en el caso de la energía eléctrica, a causa de que no puede hacerse acopio de ella en la práctica y su suministro depende del consumidor. Por lo tanto, el precio de costo depende del factor aprovechamiento de la carga máxima que el consumidor toma de la red y de la hora en que el hecho ocurre.

Cuando se trata de aplicaciones domésticas de la electricidad, como en el caso del alumbrado, el factor aprovechamiento de la carga máxima y la hora en que se produce no difieren mucho entre un consumidor y otro y pueden aplicarse tarifas simples que sólo tienen en cuenta la energía consumida.

Por el contrario, otras aplicaciones domésticas, como la calefacción y la cocina, y las aplicaciones industriales requieren el establecimiento de tarifas más complicadas que no sólo consideran la energía consumida sino también la hora del suministro y, llegado el caso, la potencia máxima tomada de la red. En la posguerra se ha ensayado —sobre todo en Francia— aplicar la teoría de la “venta al precio marginal” para la fijación de las tarifas eléctricas; lo que también teóricamente conduce al reparto justo de los gastos de explotación entre los consumidores de las diferentes categorías y les incita a adaptar su demanda a las condiciones de la producción.<sup>1</sup>

Conviene señalar, por otra parte, que a fin de tener en cuenta las variaciones del precio de costo originadas por las fluctuaciones del precio de los combus-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.12 y Add.1.

<sup>1</sup> La teoría del costo marginal y la fijación de las tarifas eléctricas. Publicación de la OEEC, marzo de 1958.

de expansión. Este consiste en que los ingresos sean suficientes para: *i*) atender a todos los gastos de explotación, conservación y administración; impuestos, intereses y adecuada depreciación, y *ii*) crear un superávit para el reembolso de los préstamos en la medida en que no lo haga la depreciación y, además, *producir una disponibilidad de fondos destinada a atender, en una proporción razonable, el costo de las nuevas inversiones*. Varios acuerdos de préstamos a empresas públicas estatales, realizados por el Banco, comprenden, a tal efecto, un convenio sobre tarifas.

Al igual que en el caso de las empresas eléctricas de propiedad privada, en las que es difícil, en general, determinar el nivel de ganancias netas que les permita obtener fondos en el mercado mundial, es también difícil en el caso de las empresas estatales, precisar cuál ha de ser la proporción "razonable" del costo de su futura expansión. Con el total de ingresos obtenidos por el gobierno, siempre mucho menores que las necesidades a que debe atender, la alternativa se reduce con frecuencia a rebajar los gastos oficiales en otros sectores, o a financiar una mayor parte de los programas de producción eléctrica por medio de efectivo producido por la misma empresa (la única otra alternativa sería el financiamiento por medio del procedimiento inflacionista, que no es una solución real). Es interesante notar a este respecto cuán grande es la proporción de la inversión en empresas públicas estatales de carácter nacional o local financiadas con fondos de las propias empresas en los países desarrollados, a pesar de que, en dichos países, el crédito es más fácil de conseguir. En los Estados Unidos, el Department of Water and Power, de la ciudad de Los Angeles; en Puerto Rico, el Water Resources Board, y en Inglaterra el Electricity Council están aportando, por medio de la depreciación y la retención de beneficios, entre el 40 y el 50 por ciento de sus nuevas necesidades de capital, y se proponen seguir haciéndolo.

Antes de terminar, digamos algo sobre el mecanismo por el cual se establecen y ajustan las tarifas de las empresas públicas estatales. En muchos países, las comisiones de tarifas tienen todavía jurisdicción en este sector, al igual que para con las empresas privadas. Si se tiene en cuenta que tanto la comisión como la empresa pública son órganos o empresas gubernamentales, se verá que ello es completamente innecesario y en realidad no hace más que complicar y retrasar los ajustes de tarifas. Desde el punto de vista de la rapidez en los ajustes y la capacidad en contraer nuevas deudas, es mucho más conveniente que, en materia de tarifas, las empresas estatales de energía eléctrica sean totalmente autónomas, como sucede en la mayoría de los países desarrollados.

##### 5. Comentarios y conclusiones generales

De lo precedente se destacan dos conclusiones: *a*) el

volumen de capital requerido anualmente para la ampliación de empresas productoras de energía eléctrica seguirá siendo muy grande e irá en aumento durante los próximos años, y *b*) la base más efectiva, y a menudo la única, para el financiamiento de los proyectos de expansión, sean estatales o de propiedad privada, es producir, con su explotación, un superávit de efectivo capaz de atender a una parte considerable de las nuevas inversiones.

En América Latina y otras regiones, algunos países insuficientemente desarrollados han llegado en años recientes a estas mismas conclusiones y han promulgado leyes que establecen con detalle el alcance de las tarifas y su ajuste automático o, por lo menos, por períodos anuales. De acuerdo con la experiencia en cuanto a la lentitud con que actúan las Comisiones de Tarifas, la referida provisión que establece el ajuste automático o periódico de las tarifas, sujetándolas a una revisión *posterior* en caso necesario, por parte de las referidas Comisiones, es casi tan importante como determinar lo que dichas tarifas deberían abarcar.

La adopción de los conceptos anteriores significa, naturalmente, y en muchos casos, tarifas más altas. Ello da con frecuencia lugar al argumento de que se las hace prohibitivas para la industrialización y socialmente indeseables.

El primer argumento es totalmente falso. Como ya se ha dicho, el costo de la energía en la mayoría de las industrias representa tan sólo el 1 o el 2 por ciento; que una industria se establezca o no en un lugar determinado depende mucho más de otros factores, previamente estudiados. Y cuando se trata del establecimiento de una industria que requiere energía eléctrica intensiva, por ejemplo, la del aluminio, el proyecto industrial y el de energía eléctrica en general tendrán que ser planeados y evaluados conjuntamente, y quedar sujetos a un examen de los beneficios combinados.

Las consecuencias sociales, o en otras palabras, su efecto sobre el costo de la vida en un hogar pequeño, son frecuentemente exagerados. En los últimos años, el precio de la energía eléctrica destinada a consumidores residenciales ha aumentado en una proporción mucho menor en relación con el precio de casi todos los demás artículos y representa una pequeña fracción del costo de la vida en la mayoría de los países. Además, el consumo residencial en los países latinoamericanos significa, por lo común, sólo una porción relativamente pequeña del consumo total, de modo que existe siempre la posibilidad de aumentar las tarifas residenciales en proporción menor que las otras y obtener, a pesar de ello, considerables ingresos adicionales.

Hay que subrayar que, por lo que se refiere a tarifas y financiamiento de proyectos de energía eléctrica, más que la *baratura* de la electricidad importa su abundancia. Es muy cierto el dicho de que la energía eléctrica más cara para una economía, es la energía eléctrica de que se carece.

Anexo

FINANCIAMIENTO DE NUEVAS OBRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA <sup>7</sup>

1. Situación financiera de las empresas de electricidad en algunos países de Europa Occidental

a) Estructura de las empresas de electricidad

El financiamiento de las empresas eléctricas depende de la estructura de esas empresas, que es función de la forma que reviste la organización del servicio público de electricidad.

Los servicios de energía eléctrica se encuentran total o parcialmente nacionalizados en ciertos países de Europa, como Francia, Grecia y el Reino Unido. El suministro lo hace una empresa nacionalizada. Situación similar existe en las repúblicas populares de Europa Oriental en que el servicio de electricidad está nacionalizado y depende directamente del Ministerio de Energía. En Finlandia y Noruega, el estado es dueño de las principales empresas de electricidad. La red nacional interconectada en Austria, Portugal y Suecia la explota una empresa nacional, que en el caso austriaco se encarga también de la administración financiera de la mayoría de las grandes propiedades que pertenecen al estado. En los Países Bajos se ha entregado a los poderes públicos la explotación de los servicios de electricidad, aunque el estado no participa directamente en ella, y las diferentes empresas dependen de las autoridades provinciales o comunales.

Es importante establecer estas distinciones porque afectan a la estructura de los capitales y a las posibilidades que tienen las em-

<sup>7</sup> En el informe sobre la situación de la energía eléctrica en Europa en 1956 (E/ECD/302; E/ECE/EP/192), que fue examinado por el Comité durante su 15º período de sesiones, se concentró la atención en las dificultades con que ha tropezado en la mayor parte de los países europeos para el financiamiento de las inversiones destinadas a la dotación de maquinaria de las empresas de electricidad.

Aunque estas dificultades exigen soluciones de alcance nacional, sería interesante hacer un estudio comparativo en el plano europeo, que permitiera examinar las causas comunes de esta situación y también las soluciones que han encontrado los diferentes países para remediarla. Por esta razón la secretaria presentó un análisis parcial de la situación al 16º período de sesiones del Comité (EP/Documento de trabajo Nº 135). Este había manifestado también el deseo de que se le presentara un informe más detallado, que incluyera los comentarios de los países participantes en los trabajos del Comité (E/ECE/EP/198).

Este anexo se basa en informaciones relativas a un cierto número de países de Europa Occidental, ya que el financiamiento de las empresas de electricidad en las repúblicas populares es completamente distinto y no se presta al análisis que se hace a continuación. Por tanto, sus conclusiones no pueden ser de carácter general.

Para facilitar las comparaciones de los elementos monetarios en los diferentes cuadros, se les ha convertido en dólares aplicando las tasas de cambio que se indican a continuación:

País	Moneda	Tasas de cambio	
		Por	Dólares
Alemania (Rep. Federal)	Deutschmark	100	23.81
Austria . . . . .	Schilling	100	3.846
España . . . . .	Peseta	100	2.175
Francia . . . . .	Franco	100	0.2857
Irlanda . . . . .	Libra esterlina	1	2.80
Países Bajos . . . . .	Florin	100	26.32
Reino Unido . . . . .	Libra esterlina	1	2.80
Suiza . . . . .	Franco	100	23.27
Turquía . . . . .	Libra turca	100	35.71

presas de procurarse medios de financiamiento. A continuación se abordan estos problemas en lo que respecta a una empresa privada, y en seguida se consideran las modificaciones que es necesario introducir cuando se trata de una empresa de propiedad pública.

b) Potencia y valor de las instalaciones

En el cuadro 1 aparece la estructura de los activos de algunas empresas europeas. La relación entre los valores inmovilizados y el capital circulante ilustra la preponderancia de los capitales invertidos. El capital circulante está compuesto por el valor de las existencias, los avances sobre pedidos, las cuentas de clientes y otros deudores, y las cuentas bancarias y de otras instituciones financieras. Esta relación, que figura en la columna 7, puede variar considerablemente de un año a otro, pero depende además del carácter del equipo para la generación de energía. En efecto, la importancia relativa del capital invertido es generalmente un poco más elevada en los países que cuentan con gran cantidad de maquinaria para generación de energía hidroeléctrica.

Como puede observarse, las cifras que figuran en la columna 3 no son comparables entre sí porque dependen del método de amortización empleado, el cual varía notablemente de un país a otro.

En el cuadro 2 se dan ejemplos de la circulación del capital en las empresas de electricidad en algunos países europeos, que permiten apreciar la importancia relativa de los capitales invertidos en la explotación de las mismas, importancia que también se manifiesta a través del reducido valor de su índice de circulación. La circulación de capital depende del tipo de medios de producción utilizados y es aproximadamente un tercio en los países en que la energía generada es principalmente de origen térmico, por ejemplo, en los Países Bajos y el Reino Unido. Sin embargo, disminuye a menos de un quinto en los países en que la energía generada es de origen mixto, térmica e hidroeléctrica —Francia e Irlanda—, y en los países en que predomina la generación de energía hidroeléctrica, como Austria y Suiza. Este índice es algo elevado en los Países Bajos, porque los capitales invertidos incluyen todavía en parte las instalaciones construidas antes de la guerra a un precio relativamente bajo, en tanto que, en general, las tarifas de venta se basan en el precio de las nuevas instalaciones. Su valor tiende entonces a disminuir. En cambio, en el caso de Austria, los capitales invertidos incluyen una parte considerable de las nuevas instalaciones hidroeléctricas, algunas de las cuales son muy costosas, en tanto que los precios de venta no reflejan todavía lo suficiente el precio de las instalaciones nuevas.

Se comprueba que los gastos de capital constituyen una gran parte de los gastos totales de explotación de las empresas de electricidad, especialmente de las hidroeléctricas.

c) Estructura de los capitales

El estudio de la estructura de las inversiones en una empresa, constituye un elemento importante para apreciar la solidez de su situación financiera y, en consecuencia, de su posición frente a los inversionistas.

En el cuadro 3 aparece la distribución de capitales de las empresas de electricidad, en tanto que en el cuadro 4 se consig-

tibles utilizados en las centrales térmicas, los contratos de suministro de electricidad a los grandes consumidores suelen contener cláusulas en que se establece la dependencia recíproca de estos dos precios. Algunos países como Francia y Bélgica han adoptado, además, un sistema mediante el cual el precio de venta de la energía eléctrica queda supeditado a un índice económico que se determina mensualmente.

### 3. *Tendencias del precio de venta de la energía eléctrica*

El suministro de energía eléctrica constituye, en primer término, un servicio público sujeto, en todos los países, a una reglamentación administrativa. Esta reglamentación autoriza a veces a los poderes públicos a regular las tarifas eléctricas<sup>2</sup> con el objeto de proteger al consumidor contra las frecuentes alzas y, también, a intervenir en este sector dentro del marco de la política económica nacional.

Los esfuerzos de las empresas por ofrecer energía eléctrica a precios módicos durante las horas de bajo consumo y fomentar así el aprovechamiento de la potencia instalada, han modificado en forma progresiva la posición de esta forma energética en cuanto a su aprovechamiento por algunas industrias térmicas y químicas. Sin embargo, la sustitución de otras formas de energía por la electricidad exige a menudo inversiones por parte del consumidor. Estas inversiones corren el riesgo de ser inestables si se introducen cambios ulteriores en las tarifas. De esta suerte, las empresas de electricidad, al conceder en algunos casos tarifas especiales, se comprometen a mantenerlas por un plazo determinado.

Se ve, pues, que la relativa estabilidad de los precios de venta obedece, en parte, a las obligaciones contraídas por la empresa de electricidad con respecto a los consumidores y a la intervención de los gobiernos.

### 4. *La gestión financiera de las empresas de electricidad y los problemas relativos al financiamiento de las nuevas obras*

La gestión financiera de una empresa de electricidad se caracteriza por la importancia relativa de los capitales inmovilizados en el equipo y de los que están en circulación (existencias, anticipos sobre pedidos, cuentas de clientes y otros deudores).

<sup>2</sup> *Determinación de las tarifas eléctricas: reglamentos administrativos relativos al suministro de energía eléctrica.* Publicación de la OECE, enero de 1957.

En general, los valores inmovilizados se cubren casi totalmente con los capitales permanentes, como el capital en acciones, los fondos de reserva y las deudas a largo plazo. La liquidez no plantea, pues, problemas especiales; las deudas a corto plazo se cubren en gran parte con los valores realizables en el mismo período. Si los ingresos contribuyen en gran medida a cubrir los gastos de explotación, puede suceder que su superávit anual no baste para renovar el material ni tampoco para amortizar ciertos préstamos a largo plazo. Esto obedece a que —como se ha visto anteriormente— existe a veces una cierta distorsión entre el precio de costo real, que es función del costo de la vida, y el precio de venta, a cuyo aumento se oponen los usuarios y los poderes públicos.

El problema del financiamiento de las obras nuevas en el dominio de la energía eléctrica se presenta así en extremo delicado y ha sido objeto de un estudio especial por parte del Comité de Energía Eléctrica de la Comisión Económica para Europa.<sup>3</sup>

En dicho estudio se analiza la estructura y la situación financiera de las empresas de electricidad de algunos países europeos. Se expone el problema del financiamiento de las nuevas obras y las diferentes soluciones que se le han dado. Se enumeran, por último, las consecuencias que trae consigo la modificación de las tarifas y se dan algunas indicaciones sobre la influencia económica y social que ejerce el alza de ellas.

Cabe señalar, sin embargo, que la Organización Europea de Cooperación Económica (OECE) ha publicado dos estudios que también versan sobre este problema, pero enfocado con un criterio distinto.<sup>1 y 4</sup>

Por su parte, entre los trabajos publicados por la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNPEDE), se debe mencionar un estudio sometido a la consideración del Congreso de Lausanne sobre la amortización y el cálculo de los costos de producción.<sup>5</sup>

Finalmente, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento presentó un informe sobre este tema a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía, celebrada en 1960.<sup>6</sup>

<sup>3</sup> *El precio de la electricidad: su influencia en el financiamiento de las inversiones en la industria eléctrica.* Publicación de la OECE, noviembre de 1954.

<sup>4</sup> *La evolución del precio de venta de la electricidad y los problemas financieros de la expansión de la industria eléctrica.* Publicación de la OECE, marzo de 1958.

<sup>5</sup> *Amortización y cálculo de los costos de producción.* UNPEDE, Congreso de Lausanne, 30 de junio - 8 de julio de 1958.

<sup>6</sup> *Capital for electric energy requirements.* Informe presentado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento a la Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de la Energía (1960).

na la agrupación de algunas relaciones características calculadas sobre la base de los datos que aparecen en los cuadros 1 y 3.

La relación entre el capital permanente y el activo inmovilizado es importante para apreciar la liquidez financiera de la empresa, ya que si aquél no está completamente respaldado por el capital permanente, parte de él está respaldado por deudas a corto plazo. Como se deduce de las cifras que aparecen en la columna 2 del cuadro 4, esta cobertura se realiza para todos los países indicados, excepto para Alemania Occidental y Suiza. Es posible que el elevado interés cobrado por los préstamos en 1955 y 1956 en estos países, les haya inducido a financiar parte de las nuevas inversiones mediante deudas a corto plazo con la intención de convertirlas en deudas a largo plazo en cuanto mejoran las condiciones del mercado financiero. En efecto, el financiamiento adecuado de una empresa prevé que la relación entre las deudas a largo y a corto plazo varíe en función de la tasa de interés del mercado financiero.

La relación entre el capital propio y las deudas a largo plazo es importante sobre todo para atraer a nuevos inversionistas. En una empresa privada el capital propio debería cubrir la parte del activo inmovilizado que está sujeta a ciertos riesgos, en tanto que la parte restante podría financiarse mediante deudas a largo plazo. Es necesario destacar que la maquinaria de una empresa de electricidad se caracteriza por tener una vida útil relativamente larga, en especial el equipo para generación de energía hidroeléctrica, y por no existir el peligro de desvalorización causado por la disminución del consumo del producto (energía eléc-

trica). Además, otra de las características de las empresas de electricidad es su solidez ante las crisis económicas, y es por tanto admisible que en estas empresas las deudas a largo plazo financien una parte importante del activo inmovilizado.

El capital propio, compuesto por las acciones y los fondos de reserva, representa generalmente gastos mayores para las empresas que los gastos financieros relativos a las deudas a largo plazo. En efecto, las leyes vigentes en ciertos países obligan a las empresas a pagar impuestos sobre las ganancias brutas de operación, antes de hacer la distribución de fondos destinados a reservas y a dividendos de accionistas. Aunque éstos no constituyen cargos financieros propiamente dichos, deberían, por lo menos, ser iguales a los tipos de interés del mercado de valores para mantener una posición financiera favorable a la emisión de nuevas acciones. En consecuencia, en las empresas privadas se observa la tendencia a limitar la relación entre el capital propio y las deudas a largo plazo al valor mínimo que permita la emisión con éxito de nuevas acciones y la contratación de empréstitos inevitables en el mercado de capitales. Como los empréstitos concedidos por el estado y los poderes públicos para el financiamiento del servicio de electricidad no implican riesgo alguno para los inversionistas, las empresas de derecho público ocupan una posición favorable dentro del mercado financiero, y pueden reducir sin inconvenientes su capital propio. Ilustran esta circunstancia las relaciones que aparecen en la columna 4 del cuadro 4 para Irlanda, los Países Bajos y el Reino Unido.

El capital propio se compone de acciones y fondos de reser-

Cuadro 3

ESTRUCTURA DEL CAPITAL EN LAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD DE ALGUNOS PAÍSES EUROPEOS Y DE LOS ESTADOS UNIDOS

País	Total del capital permanente en 10 <sup>6</sup> dólares	Capital en acciones (Porcentaje)	Fondos de reserva (Porcentaje)	Capital propio (Porcentaje)	Deudas a largo plazo (Porcentaje)	Deudas a largo plazo en el exterior (Porcentaje)	Deudas a corto plazo y a largo plazo en porcentaje del capital permanente	Año de referencia
Alemania, Rep. Federal (82 empresas) . . . . .	1 561 1 756	30.8 31.7	19.6 20.1	50.4 51.8	49.6 48.2	— —	21.8 19.0	1955 1956
Austria ( <i>Verbund Konzern</i> ). . . . .	354	24.4 <sup>a</sup>	21.4 <sup>a</sup>	45.8	54.2	7.1	11.2	1955
España (18 empresas que representan aproximadamente el 63 por ciento de la producción total) . . . . .	439 531	52.9 50.6	16.6 16.9	69.5 67.5	30.5 32.5	— —	27.2 21.7	1955 1956
Francia (EDF) . . . . .	4 957 5 301	12.7 11.9	38.4 <sup>b</sup> 36.3 <sup>b</sup>	51.1 48.2	48.9 51.8	— —	6.2 7.9	1955 1956
Irlanda <sup>c</sup> . . . . .	232 283	— —	19.4 20.7	21.8 <sup>d</sup> 22.7 <sup>d</sup>	78.2 77.3	— —	1.6 —	1955 1956
Países Bajos. . . . .	417	2.8	19.5	22.3	77.7	—	...	1955
Reino Unido <sup>c</sup> . . . . .	3 690 4 110	— —	5.4 5.6	5.4 5.6	94.6 94.4	— —	11.7 9.2	1955 1956
Suiza . . . . .	758	33.8	3.9	37.7	62.3	—	6.4	1955
Turquía . . . . .	—	—	—	—	—	—	—	—
Estados Unidos . . . . .	30 456	39.4	10.1	49.5	50.5	—	—	1955

a Después de la revaluación.

b Comprende la reserva de revaluación, 1955: 35.4 por ciento; 1956: 33.1 por ciento.

c Ejercicio terminado el 31 de marzo del año siguiente al que se indica.

d Comprende los subsidios estatales, 1955: 2.4 por ciento; 1956: 2.0 por ciento.

Cuadro 1

ESTRUCTURA DE LOS ACTIVOS DE ALGUNAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD EN ALGUNOS PAÍSES DE EUROPA OCCIDENTAL <sup>a</sup>

País	Potencia instalada del conjunto de empresas estudiadas (MW)	Valor de estas instalaciones <sup>b</sup> en los libros en 10 <sup>6</sup> dólares	Otros valores inmovilizados <sup>c</sup> en 10 <sup>6</sup> dólares	Total de los valores inmovilizados en 10 <sup>6</sup> dólares	Valores en circulación en 10 <sup>6</sup> dólares	Relación valores columnas 5 y 6	Año de referencia
Alemania, Rep. Federal (82 empresas) . . . . .	...	1 424	185	1 609	349	4.6	1955
	...	1 527	246	1 773	380	4.7	1956
Austria ( <i>Verbund Konzern</i> ). . . . .	944	272	83	355	78	4.6	1955
Francia (EDF) . . . . .	10 496	4 033	883	4 916	345	14.2	1955
	10 995	4 275	987	5 262	461	11.4	1956
Irlanda <sup>d</sup> . . . . .	513	192	7	199	25	8.0	1955
	637	250	8	258	22	11.7	1956
Países Bajos . . . . .	2 886	...	...	377	...	...	1955
Reino Unido <sup>d</sup> . . . . .	20 644	3 397	284	3 681	442	8.3	1955
	22 572	3 765	287	4 052	439	9.2	1956
Suiza . . . . .	3 080	766	40	806	...	...	1955
Turquía. . . . .	611	159	3	162	...	...	1955
	886	341	4	345	...	...	1956

<sup>a</sup> Servicios públicos solamente.

<sup>b</sup> Comprende las redes y los valores intangibles eventuales.

<sup>c</sup> Valores inmovilizados en proceso de construcción, participación en otras empresas, deudores a largo plazo, depósitos.

<sup>d</sup> El ejercicio termina el 31 de marzo del año siguiente al que se indica.

Cuadro 2

## ROTACIÓN DE CAPITAL EN LAS EMPRESAS DE ELECTRICIDAD DE ALGUNOS PAÍSES EUROPEOS

País	Total del capital permanente en 10 <sup>6</sup> dólares	Total de ingresos en 10 <sup>6</sup> dólares	Rotación anual	Año de referencia
Alemania, Rep. Federal (82 empresas) . . . . .	1 561	...	...	1955
	1 756	...	...	1956
Austria ( <i>Verbund Konzern</i> ) . . . . .	354	31	0.088	1955
España (18 empresas que representan aproximadamente el 63 por ciento de la producción total) . . . . .	439	...	...	1955
	531	...	...	1956
Francia (EDF) . . . . .	4 957	809	0.163	1955
	5 301	896	0.169	1956
Irlanda <sup>a</sup> . . . . .	232	29.6	0.128	1955
	283	36.4	0.129	1956
Países Bajos . . . . .	417	167	0.40	1955
Reino Unido <sup>a</sup> . . . . .	3 690	1 192	0.323	1955
	4 110	1 228	0.299	1956
Suiza (sociedades que suministran a terceros) . . . . .	758	154	0.203	1955

<sup>a</sup> Ejercicio terminado al 31 de marzo del año siguiente al que se indica.

Por último, los empréstitos contratados por el país en el exterior —el caso de Austria— pueden crear problemas de liquidez de divisas si los ingresos provenientes de la exportación de energía eléctrica no permiten cubrir los cargos financieros adeudados en moneda extranjera.

### e) Conclusiones

De este examen de la situación financiera de las empresas de electricidad en los países estudiados se puede concluir que ésta es sana tanto desde el punto de vista del reparto de capitales como del de la liquidez. Las diferencias comprobadas entre la estructura del capital en los países en que las empresas de electricidad son de propiedad de los poderes públicos, y en aquellos en que esas empresas tienen más bien las características de empresas privadas, parecen corresponder exactamente a las diferencias entre las características de estas dos categorías.

## 2. El financiamiento de las inversiones durante el período de posguerra

### a) El financiamiento de las inversiones

La industria de la electricidad se desarrolla en Europa a un ritmo bastante rápido y nada indica que en el futuro próximo se produzca una disminución apreciable de la tasa anual de aumento de la capacidad requerida, que fluctúa entre el 8 y el 10 por ciento.

Una parte considerable de las actividades de las empresas de electricidad debe entonces consagrarse al desarrollo de su equipo, tanto más cuanto que la construcción de nuevas centrales requiere —sobre todo en el caso de las instalaciones hidroeléctricas— un período de tiempo bastante largo. Este desarrollo exige anualmente grandes inversiones, parte de las cuales recaen sobre recursos propios de las empresas como:

- i) fondos de reserva constituidos por el ahorro de las utilidades de explotación de ejercicios anteriores;
- ii) sumas obtenidas directamente de los resultados de la explotación: amortizaciones sobre el valor del equipo en los libros y saldo acreedor.

Sin embargo, como el servicio de electricidad es un servicio

público, las tarifas de venta suelen estar sometidas a la aprobación de los poderes públicos; ese es el caso, por ejemplo, de Austria, Bélgica, Francia, Italia, los Países Bajos, Portugal y Turquía. Esta autorización, que es generalmente una condición impuesta a la concesión otorgada a la empresa de electricidad, rige sólo en las tarifas públicas relativas al suministro de energía eléctrica de baja tensión para los siguientes fines: uso doméstico; comercio, servicios y artesanía; oficinas y servicios públicos; alumbrado público, y uso agrícola. En cambio, los contratos para el suministro de energía eléctrica a los consumidores industriales quedan sujetos a negociación entre los productores y los consumidores.

Los poderes públicos, al imponer su derecho de autorización por razones que atañen a la economía nacional o al orden político, tienden a mantener las tarifas de electricidad a un bajo nivel y a impedir el aumento de los precios de venta aunque suba el precio de costo. Generalmente, la autorización para subir las tarifas como resultado de modificaciones en la situación económica que implican un aumento en el precio de costo, sólo se concede después de un control detallado de la situación financiera de la empresa, lo que a menudo provoca grandes demoras hasta que se ponen en vigor las nuevas tarifas. Esto disminuye las utilidades propias de la empresa, y también por lo tanto, la rentabilidad del capital dividido en acciones, provocando una situación poco favorable a la atracción de nuevos inversionistas.

Con el fin de procurarse los créditos necesarios, las empresas de electricidad han emitido empréstitos públicos con interés garantizado, han obtenido de los bancos préstamos a corto plazo, y han recurrido al estado cuando no ha sido posible conseguir todos los capitales necesarios en el mercado interno. Hasta 1952 lo hicieron a base de los empréstitos concedidos por el Plan Marshall y de los empréstitos de la banca internacional. El cuadro 5 ilustra la importancia respectiva de estos diferentes recursos en el financiamiento de las nuevas inversiones de posguerra en algunos países de Europa.

Hasta 1956, el mercado interno en el Reino Unido ha sido el único recurso para las nuevas inversiones necesarias al desarrollo de la industria de la electricidad. Posteriormente ha obtenido préstamos del erario nacional. El mercado financiero ha contribuido nuevamente desde 1952 en Francia, y 1953 en Aus-

Cuadro 5

## FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES EN ALGUNOS PAISES EUROPEOS Y EN LOS ESTADOS UNIDOS

País	Período que se considera	Total de inversiones en 10 <sup>6</sup> dólares	Participación de terceros y subvenciones (Porcentaje)	Medios propios de la empresa		Medios externos (empréstitos a corto y largo plazo)				
				Emisión de acciones (Porcentaje)	Amortizaciones, fondos de reserva (Porcentaje)	Empréstitos obtenidos del público (Porcentaje)	Empréstitos obtenidos de los bancos (Porcentaje)	Empréstitos obtenidos del estado (Porcentaje)	Plan Marshall (Porcentaje)	Empréstitos del exterior (Porcentaje)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Alemania, Rep. Federal (43 sociedades) <sup>b</sup>	1953-55	867	—	2.1	62.7 <sup>a</sup>	24.1	11.1	—	—	—
Austria	1947-57	361	—	13.1	9.5	19.9	13.9	—	33.0	10.6
España (18 sociedades) <sup>c</sup>	1953-56	71	<sup>d</sup>	28.6	16.4	40.6	14.4 <sup>e</sup>	—	—	—
Francia	1951-57	2 801	4.2	—	18.1	17.9	10.6	29.7	19.5	—
Irlanda <sup>f</sup>	1947-56	199	3.6	—	18.9	14.1	1.7	61.7	—	—
Reino Unido <sup>f</sup>	1948-56	4 000	—	—	42.5	46.5	1.3	9.7	—	—
Estados Unidos	1957	3 680	—	15.2	32.8	52.0	—	—	—	—

<sup>a</sup> Amortizaciones excepcionales previstas en la ley de ayuda a la industria.

<sup>b</sup> Representa aproximadamente el 70 por ciento de la producción eléctrica total.

<sup>c</sup> Representa aproximadamente el 63 por ciento de la producción eléctrica total.

<sup>d</sup> Comprendido en la columna 8.

<sup>e</sup> Comprende la participación de terceros.

<sup>f</sup> Ejercicio que termina el 31 de marzo del año siguiente al que se indica.

Cuadro 4

## RELACIONES CARACTERISTICAS EN LA ESTRUCTURA DEL CAPITAL

<i>País</i>	<i>Relación entre el capital permanente y el activo inmovilizado</i>	<i>Relación entre el capital propio y el activo inmovilizado</i>	<i>Relación entre el capital propio y las deudas a largo plazo</i>	<i>Relación entre el capital dividido en acciones y el capital propio</i>	<i>Relación entre el activo realizable a corto plazo y las deudas a mediano y corto plazo</i>	<i>Año de referencia</i>
Alemania, Rep. Federal (82 empresas) . . . . .	1:1.03 1:1.01	1: 2.04 1: 1.93	1: 0.98 1: 0.93	1:1.64 1:1.63	1:1.20 1:1.10	1955 1956
Austria ( <i>Verbund Konzern</i> ) . . . . .	1:1.00	1: 2.18	1: 1.18	1:1.88	1:1.39	1955
España (18 empresas que representan aproximadamente el 63 por ciento de la producción total) . . . . .	... ...	... ...	1: 0.44 1: 0.48	1:1.12 1:1.33	... ...	1955 1956
Francia (EDF) . . . . .	1:0.99 1:0.99	1: 1.94 1: 2.06	1: 0.96 1: 1.07	1:4.02 1:4.05	1:1.35 1:1.28	1955 1956
Irlanda <sup>a</sup> . . . . .	1:0.86 1:0.91	1: 3.90 1: 4.02	1: 3.59 1: 3.41	— —	... ...	1955 1956
Países Bajos. . . . .	1:0.90	1: 4.05	1: 3.48	1:7.96	...	1955
Reino Unido <sup>a</sup> . . . . .	1:1.00 1:0.99	1:18.47 1:17.61	1:17.52 1:16.90	— —	1:1.57 1:1.42	1955 1956
Suiza (sociedades que suministran a terceros) . . . . .	1:1.06	1: 2.82	1: 1.65	1:1.12	1:1.08	1955

<sup>a</sup> Ejercicio terminado el 31 de marzo del año siguiente al que se indica.

va; y estos últimos se derivan de las utilidades obtenidas de la explotación. La amortización contable de las instalaciones no crea nuevos capitales. Si corresponde exactamente a la depreciación del equipo, la amortización sólo constituye una transformación de parte de los capitales invertidos en valores líquidos que pueden emplearse para nuevas inversiones. Si la amortización es mayor que la depreciación real, crea reservas ocultas, que no aparecen en los libros de contabilidad, y fortalecen la posición financiera de la empresa.

La importancia de las sumas destinadas a fondos de reserva depende de las decisiones de la asamblea general de accionistas con respecto a los dividendos pagados. Como en la mayoría de los casos interesa a los accionistas de una empresa privada repartirse las utilidades, generalmente los fondos de reserva de esas empresas no son muy grandes. Por el contrario, las empresas de servicio público cuyo fin es proporcionar un servicio de suministro de energía eléctrica que se adapte a las necesidades económicas y sociales, están más dispuestas a destinar las utilidades obtenidas a la ampliación necesaria del equipo, aumentando así el capital propio.

Ejemplo de este hecho es la relación que existe entre el capital dividido en acciones y el capital propio que aparece en la columna 5 del cuadro 4. En el caso de Francia y los Países Bajos, en que las empresas de electricidad son respectivamente de propiedad del estado y de las provincias y municipios, el capital dividido en acciones sólo representa una pequeña parte del capital propio.

Por el contrario, en Alemania Occidental y Suiza, países en que una parte apreciable de las acciones de las empresas eléctricas pertenece a los particulares, el capital dividido en acciones predomina dentro del capital propio. Lo mismo sucede en Austria, pero a causa de que las tarifas se han mantenido bajas después de la guerra, los ingresos son limitados, y no han permitido obtener utilidades de explotación que hicieran posible destinar sumas elevadas a fondos de reserva.

Entre los países que aparecen en el cuadro 3, sólo Austria posee capitales permanentes que provienen del extranjero. Las dificultades que ha experimentado este país para obtener den-

tro del mercado interno los medios necesarios para financiar las nuevas inversiones lo han inducido a contratar empréstitos con el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento. Este es igualmente el caso de Grecia, país en que una parte apreciable de las inversiones efectuadas por las dos empresas de electricidad se han financiado con recursos extranjeros.

d) *Liquidez financiera de las empresas de electricidad*

La liquidez financiera de una empresa es su capacidad para satisfacer en el momento requerido el pago de dividendos a los accionistas, el de intereses y amortizaciones correspondientes a los empréstitos y las deudas a los proveedores, que deben cubrirse con los valores realizables a corto plazo, y se componen en su mayor parte de las sumas adeudadas por el consumo de energía.

Otro medio para juzgar la liquidez financiera de la empresa —además de la cobertura del activo inmovilizado por el capital permanente— es la relación que existe entre los valores realizables a corto plazo y las deudas a mediano y largo plazo. Esta relación aparece en la columna 6 del cuadro 4. Como se deduce de esos datos, la liquidez parece ser mejor en Alemania Occidental y Suiza —la mayoría de cuyas empresas de electricidad son privadas— que en los países en que las empresas son de propiedad estatal, ya que los poderes públicos pueden conseguir con mayor facilidad empréstitos a corto plazo cuando se presentan problemas de liquidez. Como la demora de la recaudación de las sumas adeudadas por el consumo de energía se limita a uno o dos meses, la liquidez financiera de las empresas de electricidad es generalmente satisfactoria. Sin embargo, como los empréstitos obligatorios constituyen por lo común una parte importante del capital permanente, su amortización puede crear dificultades si disminuye la cifra de negocios. Afortunadamente, la solidez que caracteriza a las empresas de electricidad frente a las crisis económicas disminuye el peligro de una situación de esta naturaleza. Pero si una parte apreciable de las nuevas inversiones, se realiza a través del autofinanciamiento, el riesgo se elimina. Por lo tanto, el autofinanciamiento constituye una de las mejores garantías ante las dificultades de liquidez.



pieza a menudo con muchas de las dificultades que se mencionan *infra*, sección 4.

#### a) Subvenciones y empréstitos concedidos por el estado

Para acrecentar la importancia económica de algunas regiones no electrificadas, el estado puede ayudar a las empresas de electricidad concediéndoles subsidios destinados a garantizar las inversiones no rentables que son necesarias. Como ejemplo cabe mencionar que en varios países europeos —Austria, Dinamarca, Finlandia, Irlanda y las repúblicas populares— el estado concede subvenciones destinadas al desarrollo de la electrificación rural.

En los países en que las empresas eléctricas están nacionalizadas, se podría pensar en incluir su financiamiento en el presupuesto del estado. En Checoslovaquia y Polonia las nuevas instalaciones del servicio de energía eléctrica se financian en parte mediante un fondo central de amortización formado por las amortizaciones obligatorias efectuadas por las empresas nacionalizadas, y en parte por sumas obtenidas del presupuesto estatal. Los fondos proporcionados por el estado no pagan interés. Sin embargo, para garantizar en este caso el financiamiento sano de la empresa de electricidad, las sumas presupuestarias que le son asignadas deberían considerarse como empréstitos estatales y pagar un interés adecuado. No obstante, el financiamiento considerado dentro del presupuesto estatal tiene la desventaja de colocar a las empresas de electricidad en posición competitiva con otros servicios, como los de educación, red caminera, etc. El programa de construcción de nuevo equipo correría el riesgo de depender de las posibilidades del presupuesto en vez de estar determinado únicamente por las tendencias del desarrollo de las necesidades de energía eléctrica.

Al no pagar interés las subvenciones del estado se corre el riesgo de que sean utilizadas para mantener el precio de venta de la electricidad a un nivel inferior al precio de costo real. Esto se traduciría en un aumento del consumo de energía eléctrica que llevaría al desarrollo desproporcionado de las necesidades y, por lo tanto, a nuevas inversiones. Finalmente, el déficit causado por el bajo nivel de las tarifas, debería compensarse con recursos financieros públicos. Sin embargo, puede evitarse esta situación adaptando el precio de venta a los precios de costo reales y utilizando los cargos financieros ahorrados para el autofinanciamiento de las ampliaciones futuras del equipo.

#### b) Emisión de acciones

Como se mencionó *supra*, sección 1, el capital obtenido a través de la venta de acciones origina cargos financieros más elevados que el que se obtiene mediante empréstitos obligatorios: por un parte, los dividendos están sujetos a un impuesto sobre las utilidades y, por otra, deben ser superiores al interés de los empréstitos para que las acciones de la empresa puedan conservar una posición atractiva en el mercado financiero. Por el contrario, la flexibilidad de los dividendos en comparación con los intereses fijos de los empréstitos permite adaptarlos al nivel de rentabilidad general del capital. Además, el capital en acciones no debe ser amortizado, circunstancia que es muy importante para mantener favorable la liquidez de la empresa, cuando se produce una disminución de la cifra de negocios. Por lo tanto, interesa mantener un capital conveniente en acciones tanto en el caso de una empresa privada como en el de empresas de propiedad estatal.

Pero sólo puede considerarse la posibilidad de emitir acciones con el fin de aumentar el capital propio de la empresa si la reglamentación vigente permite a ésta obtener utilidades adecuadas. Sin embargo, esté o no nacionalizada, y por el bien de la situación económica y social del país, la empresa tiene la obligación de suministrar energía eléctrica al menor precio posible. Los intereses de los productores de energía eléctrica difieren de los de los accionistas que desean aumentar la rentabilidad de sus ahorros. Generalmente, los accionistas principales de las empresas de electricidad son las municipalidades, departamentos, provincias, o el estado mismo, pero ante la imposibilidad de satisfa-

cer la demanda siempre creciente de nuevos capitales, se han visto obligados a considerar la posibilidad de emitir acciones que atraigan al ahorro privado. Con este objeto se ha propuesto:

- i) La colocación entre el público de acciones de valor nominal reducido.
- ii) Emisión de acciones que permiten participar en un sorteo.
- iii) Emisión simultánea y conjunta de obligaciones y acciones.
- iv) Emisión de obligaciones a corto plazo, convertibles en acciones.
- v) Emisión de acciones de dividendo garantizado y sin derecho a voto (en este caso se trata en realidad de un empréstito no reembolsable).
- vi) Emisión de acciones u obligaciones cuya compra sería obligatoria para la industria, la artesanía u otros consumidores en gran escala.

#### c) Autofinanciamiento

En general, parte de los fondos necesarios para las nuevas inversiones puede deducirse de los recursos propios de las empresas de electricidad. Se trata de los fondos para la renovación de equipo constituidos por las amortizaciones del activo inmovilizado; fondos para ampliación del equipo constituidos por las sumas deducidas de las utilidades de las empresas, u otras reservas financieras destinadas a proveer fondos para gastos posteriores, por ejemplo, los fondos para jubilación.<sup>8</sup>

El autofinanciamiento puede así aumentar el capital propio de las empresas (fondos de ampliación del equipo) o sus deudas a largo plazo (fondos de jubilación). Por el contrario, el empleo de los fondos de renovación no da lugar al aumento de los capitales permanentes.

Las amortizaciones del activo inmovilizado se traducen en la transformación de parte del capital invertido en medios líquidos que debe servir en principio para el financiamiento de dos tipos de gastos: renovación de las instalaciones antiguas, y amortización de los empréstitos obligatorios. Si se emplean las amortizaciones destinadas a alimentar los fondos de renovación para el financiamiento de las nuevas instalaciones sin que se dé de baja una parte equivalente del equipo antiguo, se amplía el equipo sin crear nuevo capital.

La amortización del valor de las instalaciones que aparece en los libros de contabilidad puede hacerse por cuotas anuales iguales, cuotas crecientes o decrecientes, correspondiendo tal vez mejor estas últimas a la desvalorización real del equipo. Si la amortización contable del activo inmovilizado sobrepasa la desvalorización efectiva del equipo crea reservas secretas que pueden también facilitar el financiamiento de las instalaciones nuevas. En este caso tampoco se trata de creación de capital propio, porque las reservas secretas no son más que créditos temporales que sin embargo tienen la ventaja de no pagar intereses.

Para tener en cuenta la desvalorización monetaria que se produce a consecuencia del aumento del precio de construcción de las instalaciones de características iguales, en ciertos países se calcula la amortización del equipo sobre la base del valor de reemplazo. Desde el punto de vista contable este método de cálculo da lugar a la creación de capital propio, que en realidad corresponde sin embargo a una revalorización del capital invertido. Si este último se compone en proporción apreciable de empréstitos obligatorios, la amortización basada en el valor de reemplazo puede dar lugar a un aumento notable del capital propio.

El autofinanciamiento de parte de las instalaciones nuevas mediante la amortización decreciente sobre la base del valor de reemplazo sólo es posible cuando lo permiten las utilidades brutas. Este método de amortización tiene el peligro —y por ello se critica a veces— de que durante el primer período de explo-

<sup>8</sup> Algunos autores emplean la expresión autofinanciamiento para referirse exclusivamente a la inversión de las utilidades, excluyendo la reinversión de las amortizaciones. Este es el punto de vista de la Federación profesional de productores y distribuidores de electricidad de Bélgica (FPE).

tria, a las inversiones necesarias. En esos países se han tomado medidas para atraer a los inversionistas y tener la seguridad de que la emisión de empréstitos obtenga un resultado satisfactorio, contándose entre ellas:

- i) Un interés elevado (7 por ciento en Austria).
- ii) La reducción de los impuestos (en Austria).
- iii) La garantía real del capital (en Austria y Francia).
- iv) La garantía real del interés (en Austria).
- v) La garantía de un rendimiento correspondiente al precio de mercado (en Francia).

A partir de 1947 se ha notado una disminución del tipo de interés en distintos países. Por ejemplo, en octubre de 1947, se inició en Suiza la suscripción de un empréstito con un rendimiento de 4.8 por ciento, en tanto que a fines de agosto de 1958 se lanzó otro empréstito similar con un rendimiento inferior al 4 por ciento. Sin embargo, el primer empréstito obligatorio lanzado en Grecia es reembolsable a quince años, con un interés del 8 por ciento. Este empréstito de 400 millones de dracmas (26 666 666 dólares) tiene particular atracción por la convertibilidad de las obligaciones en dólares o en el equivalente del valor de una cantidad determinada de kWh.

#### b) Causa de las dificultades experimentadas en el financiamiento de las nuevas inversiones

Los capitales disponibles cada año para inversión en las empresas de electricidad, deduciendo las disponibilidades constituidas anteriormente por el ahorro interno de la empresa (fondos de reserva, etc.), deben obtenerse del ingreso nacional. Ahora bien, este último aumenta a un ritmo inferior al de la producción industrial. El consumo de energía eléctrica es también función de este último, pero aumenta generalmente a un ritmo superior.

Se comprueba asimismo que la energía eléctrica sustituye a otras formas de energía. En efecto, el consumo de electricidad aumenta anualmente según un promedio de alrededor del 7 por ciento, en tanto que el ritmo de aumento anual del consumo de la energía en su conjunto —expresado en unidades de carbón equivalentes— fluctúa alrededor del 3 por ciento. Se deduce que la tendencia del crecimiento del consumo de energía es ligeramente superior al aumento del ingreso nacional. Como las inversiones efectuadas anualmente son aproximadamente proporcionales al aumento del consumo de energía eléctrica, debe ponerse a disposición de las empresas de electricidad una parte siempre creciente del ingreso nacional para la construcción de nuevas instalaciones. En el cuadro 6 puede observarse que en países como Austria, Noruega, el Reino Unido, Suecia, Suiza y Yugoslavia, las inversiones de las empresas de electricidad representan entre el 7 y el 10 por ciento de las inversiones totales. La construcción de centrales nucleares, cuyo costo inicial de instalación es aún más elevado que el de las centrales clásicas, necesariamente contribuirá a reforzar esta tendencia en el futuro. Así pues, la industria de la electricidad compete en forma creciente con otras industrias en el mercado financiero, donde el ahorro privado constituye uno de los recursos principales. Sin embargo, éste tiende a disminuir a causa de los impuestos progresivos. Por lo tanto, cuando el interés es módico, la gran seguridad de que gozan las inversiones en las empresas de electricidad no bastará para obtener los fondos que necesitan.

A consecuencia de la fuerte demanda sostenida de bienes de consumo, la proporción del ingreso nacional destinada a la formación de capital podría ser demasiado pequeña para satisfacer todas las necesidades de capital que se presentan simultáneamente. En estas condiciones, mientras más atractiva resulte la industria de la electricidad para los inversionistas, más necesario podría ser ejercer un control más completo sobre los gastos de capital. Sin embargo, en el cuadro de formación de capitales en general, la estructura de las necesidades de capital se está modificando. El aumento de los requerimientos de capital en la industria de la electricidad se sustituye en parte con los capitales destinados en el pasado a otros fines y sería necesario reconocer que la prosperidad nacional depende en forma creciente del abastecimiento adecuado de energía eléctrica.

Cuadro 6

### INVERSIONES EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN 1956

(En millones de unidades monetarias internas)

País	Unidad monetaria	Inversión en la industria eléctrica	Inversión en porcentaje de la inversión total
Alemania, Rep. Fed.	Deutschmark	2 100	4.7
Austria . . . . .	Schilling	2 477	9.9
Bélgica . . . . .	Franco	3 105	3.6
España . . . . .	Peseta	6 732	...
Finlandia . . . . .	Marco	16 600	...
Francia . . . . .	Franco	154 500 <sup>a</sup>	4.7
Grecia . . . . .	Dracma	1 243	11.3
Hungría . . . . .	Forint	941	...
Islandia . . . . .	Corona	79.4	5.8
Luxemburgo . . . . .	Franco	50.0	1.2
Noruega . . . . .	Corona	500 *	7.1 *
Países Bajos . . . . .	Florin	300 *	4.2
Polonia . . . . .	Zloty	2 744 <sup>b</sup>	...
Reino Unido . . . . .	Libra esterlina	253.6 <sup>b</sup>	8.3
Rumania . . . . .	Lei	913	...
Sarre . . . . .	Deutschmark		
Suecia . . . . .	Corona	741	7.8
Suiza <sup>c</sup> . . . . .	Franco	600	10.0
Turquía . . . . .	Libra turca	206	6.3
Unión Soviética . . . . .	Rublo	9 941	...
Yugoeslavia . . . . .	Dinar	31 300	10.0 *
Estados Unidos . . . . .	Dólar	2 910 <sup>d</sup>	4.0 *

<sup>a</sup> Incluso 16.4 millones correspondientes a gastos anexos.

<sup>b</sup> Servicios públicos solamente.

<sup>c</sup> 1955.

<sup>d</sup> Incluso 152 millones para centrales diversas (no nucleares).

\* Estimaciones.

#### 3. Diversos medios para facilitar el financiamiento de las inversiones

Como el desarrollo económico de un país está ligado directamente al aumento del consumo de energía, la industria de la energía debe preceder al desarrollo económico y social construyendo los medios de producción adecuados para atender las necesidades futuras. La escasez de medios financieros no debe constituir un obstáculo a este desarrollo so pena de provocar después una crisis económica.

Se estudiarán a continuación los diferentes recursos de que pueden disponer los países para financiar las inversiones a largo plazo, las posibilidades de aumentar costos recursos y las ventajas y desventajas de su utilización. Estos recursos son cinco:

- i) Subvenciones y préstamos concedidos por el estado.
- ii) Emisión de acciones.
- iii) Autofinanciamiento.
- iv) Emisión de empréstitos colocados entre el público.
- v) Empréstitos contratados en el exterior.

Por lo general, se ha recurrido en forma simultánea a varios de estos recursos, pero conviene examinarlos por separado a los fines de su análisis. Entre ellos, sólo las subvenciones y el autofinanciamiento en ciertos casos, no influyen sobre los cargos financieros de la empresa. Cuando el mercado financiero pasa por períodos de restricción, los gastos en que se incurre al emplear los otros cuatro recursos pueden provocar un aumento del precio de costo que no se compensa totalmente por el aumento del rendimiento del equipo a causa del desarrollo técnico, o por la disminución de los gastos específicos de administración y de servicio que origina un aumento de la cantidad de energía vendida. Sería entonces necesario elevar las tarifas, pero esto tro-

principio el inconveniente de que la devolución del capital y el pago de intereses deben efectuarse totalmente en divisas. Si se trata de inversiones dentro del marco de un contrato a largo plazo para la exportación de energía eléctrica, ésta permite al país exportador obtener los recursos suficientes en divisas. Pero este inconveniente tiene por lo general poca importancia siempre que el mejoramiento de la economía que se produce a causa de la electrificación global provoque en la mayor parte de los casos el aumento de la producción industrial, de los ingresos de exportación y del ahorro. Estos ingresos bastan generalmente para garantizar el pago de los intereses y de las deudas contraídas. Este punto disminuye aún más su importancia por las medidas adoptadas recientemente en Europa para restablecer la convertibilidad monetaria en varios países.

#### f) Conclusiones

A fin de que la situación financiera siga siendo sana es indispensable elegir con sumo cuidado los recursos económicos empleados para financiar las nuevas inversiones. Parece justificable deducir de la utilidad bruta de explotación una parte considerable de los fondos necesarios para una política sana de amortización contable que se ingresará anualmente al valor en los libros del equipo actual. Para el resto, los mejores recursos son a menudo los empréstitos colocados entre el público y el aumento del capital dividido en acciones, si bien esto último puede ocasionar algunas consecuencias fiscales menos ventajosas. Las subvenciones del estado son muy útiles para las inversiones no económicas, efectuadas con el objeto de desarrollar la electrificación, y ello puede tener consecuencias importantes para el desarrollo económico interno. Los fondos que el estado destina al financiamiento de las inversiones necesarias para el desarrollo normal de la empresa por medio de subvenciones y empréstitos de interés reducido, con el fin de mantener el precio de la electricidad por debajo de su nivel económico, comporta sin embargo riesgos de rentabilidad nula y desarrollo exagerado de la demanda de energía eléctrica. A veces puede considerarse la posibilidad de contratar empréstitos en el exterior para inversiones que permitan crear nuevos recursos de divisas. Si se emplean en la realización de obras que se requieren para satisfacer las necesidades internas del país, implican igualmente ciertos riesgos para la futura situación financiera de la empresa. Sin embargo, en todos los casos en que la industria de la electricidad tropieza con obstáculos para obtener los capitales necesarios para su desarrollo sería preferible considerar la posibilidad de aumentar el autofinanciamiento aunque provoque un alza del precio de la electricidad, ya que el autofinanciamiento permite mantener una situación financiera sólida en las empresas, condición necesaria para garantizar la evolución natural de la industria eléctrica, la cual constituye una de las bases del desarrollo económico nacional.

### 4. Establecimiento de tarifas de energía eléctrica

#### a) Principios fundamentales

La explotación económica de la empresa de electricidad supone desde un comienzo que la tarifa fijada permita sufragar con los ingresos todos los gastos de explotación y garantice una utilidad adecuada del capital invertido. La equidad exige que todos los consumidores que obtienen energía eléctrica de la red en las mismas condiciones de tensión, potencia y carga paguen un mismo precio por la electricidad.

Entre los gastos de una empresa de electricidad cabe distinguir dos grupos: los gastos fijos, que son independientes de la cantidad de energía producida y vendida —como los del capital invertido, conservación del equipo y de administración—, y los gastos variables, que son función de la cantidad de energía producida, es decir, los gastos del combustible consumido de las centrales térmicas.

Aunque es relativamente fácil calcular la parte variable del

precio de costo de la electricidad en determinadas condiciones de consumo, no sucede lo mismo con la parte fija. Es indudable que existe cierta relación entre la parte fija del precio de costo y la capacidad requerida y el factor de utilización de esta capacidad, pero no se dispone de un método exacto de cálculo. Ciertos especialistas en tarifas suponen que la aplicación de la teoría económica de "la venta al precio marginal" conduce a la justa repartición de los gastos fijos entre las diferentes categorías de consumidores. Sin embargo, los que se oponen a esta teoría objetan que sólo se aplica en condiciones de competencia perfecta que jamás se cumplen en el caso del suministro de energía eléctrica. Además, la teoría marginalista no garantiza que las entradas compensen los gastos de explotación, y las tarifas establecidas sobre la base de este principio consideran un factor de corrección llamado "peaje".

Con el fin de mejorar el factor de utilización del equipo, las empresas de electricidad tratan a veces de atraer consumidores especiales, dispuestos a consumir grandes cantidades de energía eléctrica durante las horas de consumo mínimo para determinados usos; por ejemplo, las aplicaciones electrotérmicas. En este caso, para aumentar las utilidades de la empresa, basta vender la energía a un precio superior a la parte variable del precio de costo. El valor de mercado de la electricidad en comparación con el de otras fuentes competitivas de energía es generalmente factor determinante del precio de venta.

En ciertas ocasiones, las empresas de electricidad han asignado a los grandes consumidores de energía eléctrica —industrias electroquímicas— susceptibles de garantizar un factor de utilización de la capacidad requerida que alcance un valor casi igual a uno, un precio de venta de la electricidad que exceda un poco el precio medio de costo de la energía producida por centrales construidas especialmente para ese objeto. Sin embargo, les sería imposible proporcionar cantidades mayores al mismo precio, pues sería mayor el precio medio de costo de la energía producida por las nuevas instalaciones.

Lo anterior explica las diferencias de precio de la electricidad que dependen de las diferencias características del consumo y de la acción de ciertas empresas a fin de atraer nuevos consumidores.

#### b) Problemas del reajuste del precio de venta

La fluctuación continua del costo de construcción, de los salarios, del tipo de interés de los empréstitos, y del precio de los combustibles consumidos por las centrales eléctricas exige reajustar, de tiempo en tiempo, los precios de venta para asegurar el equilibrio presupuestario de las empresas. Sin embargo, debe garantizarse al consumidor cierta estabilidad en las tarifas, a fin de que resulten rentables las inversiones efectuadas para la utilización de la energía eléctrica destinada a satisfacer sus necesidades.

Los poderes públicos se han reservado en algunos países el derecho de aprobar las tarifas de electricidad, y ello les permite proteger a los consumidores contra frecuentes modificaciones de las tarifas. Por otra parte, en otros países, en que los precios no se someten a la aprobación del estado, las empresas tienen la obligación moral de no modificarlos con demasiada frecuencia. La intervención del estado en la fijación de tarifas suele tener por objeto la protección de ciertas categorías de consumidores por razones de orden económico o político.

A menudo se suministran grandes cantidades de energía eléctrica a una tarifa que comprende una prima fija y un precio por unidad consumida. A fin de aumentar su cifra de negocios, las empresas han decidido establecer precios unitarios bajos, pero el aumento del consumo así estimulado provoca una disminución bastante rápida de las entradas medias para ese grupo de consumidores. De este modo los ingresos medios por kWh para este grupo de consumidores pueden llegar a ser inferiores al precio de costo real, y en tal caso surge el problema de reajustar las tarifas. En general, el reajuste de tarifas especiales, establecidas por las empresas de electricidad a fin de mejorar el factor de utilización de su equipo, da lugar a problemas muy difí-

tación de una instalación las utilidades de explotación no permiten la amortización acelerada del valor que figura en los libros, en tanto que durante el último período de explotación, las amortizaciones menores tienden a crear utilidades artificiales. Pero este peligro sólo se presenta en el caso de una empresa cuya cifra de negocios disminuye gradualmente, que no es lo que en general sucede en una empresa de electricidad.

Sin embargo, el autofinanciamiento realizado mediante amortización decreciente está generalmente limitado por las leyes que rigen la administración de las empresas. Por ejemplo, en Alemania Occidental, en virtud de la ley, la primera cuota de amortización decreciente no puede en general exceder 2.5 veces el importe de la amortización lineal equivalente. La ley permite algunas excepciones para las instalaciones que tienen una vida útil relativamente larga, como es el caso del equipo hidroeléctrico. Para una vida útil superior a 25 años, por ejemplo, la primera cuota de amortización no puede ser más de 3.5 veces superior al monto de la amortización lineal equivalente y en todo caso el límite máximo es 12 por ciento.

El autofinanciamiento mediante la utilización de los fondos de ampliación del equipo constituidos por las sumas deducidas de las utilidades de la empresa presenta la desventaja de que el monto de las sumas está sujeto al impuesto sobre las utilidades. Por lo tanto, esta forma de autofinanciamiento puede dar origen a considerables cargas fiscales. Además tropieza con la oposición de los accionistas ya que disminuye sus dividendos.

En materia de autofinanciamiento se objeta a menudo que las empresas, a causa de la importancia de la producción de electricidad para la situación económica y social, no deberían tener derecho a obtener utilidades que excedan una rentabilidad adecuada del capital invertido. Toda utilidad mayor —aunque se emplee para nuevas inversiones— supondría que la venta de la electricidad se hace a un precio superior al económico. Según esto, las empresas deberían limitar la amortización de equipo a un porcentaje conveniente del valor histórico de compra de este equipo, evitando toda reserva financiera secreta utilizable para nuevas inversiones.

Como ejemplo, se calculará a continuación el autofinanciamiento realizable mediante amortización lineal en dos casos característicos, sin considerar la parte que debe utilizarse para la amortización de empréstitos obligatorios y suponiendo que el precio de compra del equipo permanece estable durante un período superior a la vida útil de este material.

En el primer caso —que es el característico de los países en que predomina la producción térmica— se supondrá que el promedio de la vida útil del equipo es de 20 años y que el aumento de la capacidad requerida se efectúa a una tasa anual de 7.5 por ciento. Si se admite que se reemplaza toda instalación con más de 20 años por una nueva, la amortización del 5 por ciento concierne al equipo completo. El costo de construcción de instalaciones que debe sumarse anualmente al equipo es de 7.5 por ciento del valor de reemplazo de la instalación existente. El costo de la renovación que se efectúa anualmente corresponde al 7.5 por ciento del valor de reposición de la instalación que existía hace veinte años y cuyo valor en esa época era aproximadamente la cuarta parte del valor actual. El costo de renovación corresponde al 1 875 por ciento del valor de reemplazo del equipo existente. El total de las nuevas inversiones efectuadas corresponde al 9 375 por ciento del valor de reposición del equipo existente, en tanto que el 5 por ciento de este mismo valor corresponde a las amortizaciones anuales. En este caso éstas abarcan el 53 por ciento de las nuevas inversiones.

El segundo caso estudiado es el de un país en que predomina la producción hidroeléctrica y en el que, a causa de un desarrollo ya importante del uso de la energía eléctrica, la tasa anual de aumento del consumo no es superior al 5 por ciento. Suponiendo que la duración de la vida media del equipo sea de 50 años, las nuevas inversiones efectuadas anualmente corresponderían al 5 436 por ciento del valor de reposición del equipo existente. En este caso, la amortización anual comprende el 37 por ciento de las nuevas inversiones.

Estos ejemplos revelan la importancia del autofinanciamiento mediante la amortización lineal, que sería aún superior si se empleara la amortización decreciente.

El cuadro 5 permite formarse una idea, respecto a algunos países, de la proporción de las nuevas inversiones que comprenden el autofinanciamiento, si bien el período considerado varía de un país a otro.

En los Países Bajos, donde la amortización se calcula a base del valor de reemplazo, el autofinanciamiento de las nuevas instalaciones comprende entre el 40 y el 50 por ciento de los fondos necesarios. Las cifras correspondientes a los Países Bajos, el Reino Unido y Suiza son similares a las del ejemplo anterior. Las de Austria, Francia e Irlanda son inferiores, lo que podría explicarse en parte por la amortización de empréstitos obligatorios efectuada durante el período considerado.

En resumen, cabe afirmar que un sistema de amortización del equipo basado en el valor de reposición constituye una valiosa fuente de autofinanciamiento para nuevas instalaciones, que puede ser reforzada todavía más aplicando el método de la amortización decreciente, siempre que lo permitan las leyes sobre administración y utilidades brutas de las empresas.

Mientras el mercado financiero puede proporcionar —a cambio de un tipo de interés reducido— los demás fondos necesarios para las inversiones, el financiamiento mediante aumento de capital y empréstitos colocados entre el público parece preferible a la ampliación del autofinanciamiento; por ejemplo, mediante fondos de ampliación alimentados con sumas deducidas de las utilidades de la empresa, a consecuencia de las desventajas de orden fiscal del último método citado. Sin embargo, después de un año de explotación favorable, gracias a una administración juiciosa de la empresa, pueden asignarse las sumas deducidas de las utilidades a fondos de reserva como medida de seguridad. Este método, que aumenta el autofinanciamiento, puede ser más conveniente que la emisión de empréstitos durante los períodos de restricción del mercado financiero.

#### d) Colocación de empréstitos entre el público

La colocación de empréstitos entre el público, a un tipo de interés fijo y amortizables a largo plazo, ha sido siempre una fuente importante y útil para financiar nuevas inversiones de empresas de electricidad. Durante períodos en que es bajo el tipo de interés, los empréstitos colocados entre el público han proporcionado fondos considerables a precio módico, pero el aumento de la demanda de capitales en el mercado provoca rápidamente el aumento del tipo de interés que debe fijarse para garantizar el éxito de la emisión. En tal caso, se puede limitar el período de amortización de esos empréstitos para reemplazarlos por otros, a un tipo de interés más reducido y de mayor plazo, tan pronto como mejoren las posibilidades del mercado de capital.

#### c) Empréstitos colocados en el exterior

Si las posibilidades del mercado de capital interno son limitadas, se intenta a veces conseguir los fondos mediante empréstitos obtenidos en instituciones bancarias internacionales o colocados en el mercado de capital de otro país en que sea menor la escasez de capital. Por ejemplo, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y el Banco de Exportaciones e Importaciones han concedido en los últimos años empréstitos importantes destinados al desarrollo del servicio de energía eléctrica en varios países. En gran medida se conceden estos empréstitos basándose en el principio de que el mejoramiento del servicio de energía eléctrica y de otros servicios públicos esenciales beneficia a la economía del país interesado. Dentro del marco de los contratos internacionales a largo plazo relativos a la construcción de centrales eléctricas en el territorio de un país, y cuya producción se destina total o parcialmente a otro país, se acuerda, a menudo, que el país importador participe en el financiamiento de las obras.

La contratación de empréstitos en otros países presenta en

mento de las tarifas se sobrestiman a menudo. A este respecto es significativo un estudio efectuado en Austria. Sus resultados, referidos al aumento de los gastos totales de los consumidores de diferentes categorías que implicaría el aumento general en un 25 por ciento de las tarifas eléctricas, se resumen a continuación:

*Aumento de los gastos totales de los consumidores como consecuencia del aumento del 25 por ciento de las tarifas de la electricidad en Austria*

	<u>Porcientos</u>
Consumidores privados (consumo doméstico) . . . . .	0.3
Agricultura . . . . .	0.3
Industria (promedio) . . . . .	0.6
Siderurgia . . . . .	1
Industria papelera . . . . .	1
Industria de abonos artificiales (nitrosos) . . . . .	2
Industria electroquímica . . . . .	4.4

Es indudablemente necesario ser muy prudente antes de deducir conclusiones de cálculos de esta naturaleza. Por ejemplo, según la experiencia del Reino Unido, las variaciones del precio de la electricidad tienen una influencia considerable sobre el margen de gastos de algunos consumidores. Sin embargo, parece que un aumento de alrededor del 10 por ciento del precio de la energía, es generalmente soportable y que no causa perturbaciones profundas en la estructura de la producción industrial, excepto, tal vez, en la industria electroquímica. Incluso en este caso, es frecuente que pueda compensarse el aumento del precio de la electricidad mediante un módico aumento del precio del producto sin causar perturbaciones sensibles en el mercado. No obstante, si el aumento del precio de venta de la energía eléctrica amenaza la rentabilidad de una industria —por ejemplo, la del aluminio en Austria—, y si en este caso la eliminación de esta industria tuviera consecuencias económicas y sociales muy desfavorables, sería preferible que el estado la ayudase mediante subvenciones, en vez de obligar a la empresa de electricidad a continuar el suministro a un precio que no alcanza para sufragar los gastos. Una solución como ésta permitiría afrontar mejor la situación económica real de la industria sin poner en peligro la de la electricidad.

les de resolver. El aumento puede conducir a la no rentabilidad de los equipos instalados por los consumidores para aprovechar la tarifa reducida y, en casos extremos, es posible que provoque la eliminación de toda una industria. En esos casos se trata generalmente de suministro de enormes cantidades de energía. En Austria, por ejemplo, el consumo de la industria siderúrgica y de metales no ferrosos, que goza de tarifas muy reducidas, representa aproximadamente el 40 por ciento del consumo industrial y alrededor del 25 por ciento del consumo total de energía eléctrica. Si no se modifican estas tarifas reducidas, sólo se logra el equilibrio presupuestario mediante el aumento desproporcionado de las demás tarifas. Por el contrario, el consumo que goza de tarifas reducidas tiende a aumentar, y ello obliga a las empresas de electricidad a aumentar las nuevas inversiones para satisfacer crecientes necesidades no económicas. Sin embargo, a causa de los requerimientos de la economía nacional, puede ser necesaria la supervivencia de una industria cuya explotación sea sólo posible si es capaz de consumir electricidad a precio módico. Sea como fuere, si por diversas razones no se pueden aumentar las tarifas para ciertos usos, aunque la energía se venda a un precio inferior al del costo real, parece necesario frenar el desarrollo de tales usos aceptando sólo consumidores del mismo tipo, con la condición de que se sometan a tarifas adecuadas.

En naciones como los Países Bajos y el Reino Unido en que predomina la producción térmica, el precio de venta de la energía suministrada a los grandes consumidores es generalmente —de acuerdo con las cláusulas del contrato de suministro— función del precio del carbón en el mercado. De este modo se realiza el reajuste automático del precio de venta para los grandes consumidores. Por el contrario, en el caso de tarifas públicas, como las que corresponden a usos domésticos, la artesanía,

las oficinas y el comercio, el reajuste de las tarifas se produce con cierta demora, sobre todo si una comisión de control debe estudiar previamente la situación financiera de la empresa. Para evitar esta demora, algunos países —Bélgica y Francia, por ejemplo— han adoptado un sistema de reajuste automático de las tarifas públicas de electricidad. El precio de la electricidad depende de un índice económico, determinado mensualmente, en el que intervienen las variaciones del precio del carbón, de los salarios y del índice del costo de la vida.

### c) Influencia del aumento de las tarifas

Si para algunos consumidores de la industria electrotérmica y electroquímica el aumento del precio de la electricidad que obtienen de las redes puede tener graves consecuencias sobre el equilibrio presupuestario de las empresas, no sucede lo mismo en el caso de los otros consumidores de energía eléctrica. Desde que terminó la segunda guerra mundial, el precio de la electricidad ha aumentado en todos los países de Europa, pero como puede desprenderse de los ejemplos que se ofrecen en el cuadro 7, la evolución del índice del precio de la electricidad es mucho menos pronunciada que la del índice del costo de la vida. Comparativamente, la electricidad resulta más barata que inmediatamente después de la guerra. Así pues, el aumento de las tarifas de electricidad parece ser tolerable, si el aumento del precio de los materiales de construcción, el de los salarios y el del precio del combustible no puede compensarse con el mejoramiento de la organización de los trabajos de construcción, de la eficacia administrativa de los servicios, así como del rendimiento del equipo.

Parece que las repercusiones económicas y sociales del au-

Cuadro 7

## EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y DEL COSTO DE LA VIDA ENTRE 1946 Y 1956

País	Índice	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956
Alemania, Rep. Federal. . . . .	P <sup>a</sup>	...	...	...	100	99	98	105	109	106	102	97
	C	77	82	94	100	94	101	103	101	101	103	106
Bélgica . . . . .	P <sup>b</sup>	...	100	107	120	124	127	132	129	129	126	...
	C	98	100	114	111	110	119	120	120	122	122	125
Finlandia . . . . .	P <sup>c</sup>	...	...	...	100	103	119	119	119	124	126	147
	C	...	...	...	100	114	133	138	140	138	133	149
Irlanda . . . . .	P <sup>b</sup>	...	100	99	96	96	92	99	103	101	102	103
	C	99	100	103	104	105	113	123	130	130	134	139
Islandia . . . . .	P <sup>d</sup>	100	122	121	121	137	179	211	218	232	...	...
	C	100	108	109	111	134	168	191	189	191	198	219
Luxemburgo . . . . .	P <sup>b</sup>	100	101	104	102	101	103	104	104	103	102	...
	C	100	104	111	117	121	132	133	133	135	135	135
Noruega. . . . .	P <sup>d</sup>	100	98	98	99	103	107	114	115	123	...	...
	C	100	100	100	100	105	122	132	135	141	142	147
Países Bajos . . . . .	P <sup>b</sup>	100	95	88	88	88	94	107	110	108	104	104
	C	100	104	107	114	125	136	137	137	142	145	148
Reino Unido . . . . .	P <sup>e</sup>	100	99	103	108	106	105	112	118	120	118	123
	C	100	106	114	117	120	132	143	148	151	157	165
Suecia. . . . .	P <sup>d</sup>	100	87	87	87	87	90	100	100	105	110	...
	C	100	104	108	110	111	130	139	141	142	146	154
Suiza . . . . .	P <sup>f</sup>	100	98	98	97	99	95	94	97	96	96	97
	C	100	104	108	107	105	110	114	113	114	115	116

P = Índice del precio de la electricidad. C = Índice del costo de la vida.

a Ingresos medios de kWh de energía eléctrica vendida de acuerdo con las tarifas generales.

b Ingresos medios por kWh vendido de energía eléctrica de baja tensión.

c Ingresos medios por kWh vendido de energía eléctrica de acuerdo con la tarifa que rige para entregas en bloque.

d Ingresos medios por kWh de toda la energía vendida.

e Ingresos medios por kWh de energía eléctrica vendida a los consumidores no industriales.

f Ingresos medios por kWh de energía eléctrica vendida, sin considerar las entregas a las calderas eléctricas.

para la selección directa de los proyectos que formarán el programa óptimo.

#### a) Métodos generales

Los programas factibles se pueden representar por los valores de ciertos parámetros  $X_1, X_2 \dots X_n$ , considerados como componentes del vector  $X$ . Entre los que satisfacen los objetivos concretos de producción, debe determinarse el que rinde la utilidad máxima descontada  $BX$ . Este es un problema de programación en que  $B(X)$  es la función objetiva. La situación en que  $X$  corresponde a un programa factible que pueda ser realizado y adaptado a la demanda, puede expresarse algebraicamente por un conjunto de restricciones impuesto sobre los  $X$ . En la práctica, debe usarse el menor número posible de parámetros. Para este objeto, los diversos proyectos se reagrupan en categorías de centrales o unidades de energía, tomándose como parámetro el número de centrales o unidades dentro de cada categoría.

En la actualidad no hay virtualmente un método sistemático para resolver este tipo de problema en los casos en que las restricciones y la función objetiva no se expresan en forma lineal como función de  $X$ . Esto explica en parte el papel fundamental de la programación lineal. Electricité de France utiliza un programa lineal de grandes dimensiones (aproximadamente 220 restricciones y 250 cantidades desconocidas) que le permite investigar las diversas posibilidades del método.

La programación lineal ofrece dos ventajas principales. En primer lugar, es posible calcular ciertas cantidades denominadas "variables dobles" a las que se les puede dar una interpretación económica. Como su relación con las restricciones indica si hay posibilidad de cumplir una alternativa determinada de producción, representan los costos marginales de ésta. En segundo lugar, es fácil determinar por el método paramétrico la variación que sufre la solución óptima cuando se modifican ciertos elementos del problema, y más concretamente, la variación que sufre el programa óptimo si se modifica la posibilidad de producción.

Los métodos generales no siempre proporcionan una solución global del problema de las inversiones, sino un programa óptimo, definido simplemente por las diversas centrales o unidades de energía que lo componen.

Queda el problema de preparar el programa en función de los diversos proyectos que lo integran. Este problema puede abordarse mediante el empleo de los métodos denominados "marginales".

#### b) Métodos marginales

Se aplica a cada proyecto  $p$  un criterio individual de valor (o utilidades) que permite determinar la inclusión o no de  $p$  en el programa óptimo. El propósito de estos métodos marginales es seleccionar los mejores proyectos.

Los cálculos pertinentes se basan en el principio del descuento, y los procedimientos que se emplean son el método del valor en capital y el método del tipo interno de interés o tasa de utilidad.

i) *Método del valor en capital.* En un momento determinado, por ejemplo, cuando la central o unidad de energía entra en servicio, se calcula el valor descontado de la diferencia entre el ingreso proveniente de las ventas futuras y el costo.

La siguiente fórmula indica el valor en capital  $K$  en el momento inicial:

$$K = (E_1 - A_1) \cdot (1 + i_1)^{-1} + (E_2 - A_2) \cdot (1 + i_2)^{-2} \dots + (E_n - A_n) \cdot (1 + i_n)^{-n} - A_0 = \sum_{j=1}^n (E_j - A_j) \cdot (1 + i_j)^{-j} - A_0$$

$$j = t_0$$

en que:

—  $A_0$  = gastos de la inversión

—  $E_1, E_2 \dots E_n$  = gasto anual desde el primer año hasta el año  $n$

—  $A_1, A_2 \dots A_n$  = ingreso por las ventas anuales desde el primer año hasta el año  $n$

—  $i_1, i_2 \dots i_n$  = tipos de interés que corresponden a los años 1, 2  $\dots n$

$K$  representa un primer criterio.

Así el criterio  $K > 0$  literalmente significa que el posible ingreso producido por las ventas permite a la empresa cubrir los costos probables y el interés calculado a un tipo fijo, pero también deja un excedente.

Si  $K = 0$ , la inversión cubrirá sólo los costos calculados, empleando los ingresos previstos producidos por las ventas, al tipo de interés elegido.

Si varias inversiones satisfacen el criterio  $K > 0$ , el más ventajoso desde el punto de vista económico es aquel en que, *ceteris paribus*,  $K$  alcanza el máximo.

Puede presentarse el caso de que varios proyectos de inversión produzcan la misma serie de ingresos de ventas. Sólo aquí sería posible no incluir los ingresos en los cálculos, si se sabe que por lo menos para uno de ellos  $K$  es positivo.<sup>3</sup> Basta entonces comparar los valores de los costos descontados.

$$j = n$$

$$C = \sum_{j=1}^n A_j (1 + i_j)^{-1}$$

$$j = t_0$$

$K = \text{máximo}$ , que se expresa bajo la forma  $C = \text{mínimo}$ .

ii) *Método del tipo de utilidad.* En tanto que el método anterior da un resultado en función de la unidad monetaria o unidades monetarias por unidad de capital invertido, el método del tipo de interés interno da los resultados en función del tipo de interés.

Es necesario determinar a qué tipo de interés  $r$  el

<sup>3</sup> También sería posible hacerlo cuando  $K$  es negativo, si por alguna razón la inversión fuera inevitable.

## CRITERIO ECONÓMICO APLICADO A LA SELECCIÓN DE LAS INVERSIONES

por la *Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDA)* \*

### 1. El descuento y la elección de las tasas de interés

El futuro de una empresa depende de su política de inversiones. La elección de la inversión se basa en la comparación de las perspectivas de los ingresos provenientes de las ventas y el costo de la inversión. La incertidumbre frente al futuro limita las posibilidades de elección y obliga a aceptar que las decisiones presentes produzcan consecuencias imprevisibles pasado cierto tiempo.

El descuento, que es un método que toma en consideración el factor tiempo y establece el "valor actual", permite comparar directamente esos ingresos con el costo en períodos diferentes, pero refiriéndolos al mismo período que se consideró como base. El descuento contribuye a eliminar el efecto que el futuro pueda provocar sobre las decisiones presentes. El profesor Schneider ha expresado su equivalencia económica como sigue:

1 franco ahora = 1 franco un año después  $\times (1 + i_1)$   
en que  $i_1$  expresa el tipo de interés que corresponde al año 1.

Lo mismo se puede expresar en forma más general para  $n$  años y para los tipos de interés correspondientes  $i_1, i_2, \dots, i_n$ , como sigue:

1 franco  $n$  años después = 1 franco ahora  $\times$

$$\left[ \left( \frac{1}{1 + i_1} \right) \cdot \left( \frac{1}{1 + i_2} \right) \cdot \dots \cdot \left( \frac{1}{1 + i_n} \right) \right]$$

Suponiendo que  $i_1 = i_2 = \dots = i_n$ , la expresión se puede escribir en la siguiente forma:

$$(1 + i)^{-n}$$

que representa el valor de 1 franco al cabo de  $n$  años.

Varios autores han planteado el problema de la elección del tipo de interés empleado para el descuento. La función del interés es expresar la escasez del capital disponible. Si todo el capital se negocia en un mercado libre y competitivo, debería emplearse el tipo de equilibrio del mercado. En forma general, ese mercado no existe y, por lo tanto, cada empresa debería determinar el tipo de interés que emplearía mediante un estudio del mercado del cual obtiene su propio capital.

### 2. Métodos

Aunque, en su forma general, el problema de elegir las inversiones es muy amplio, puede encararse bajo dos aspectos.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.34.

a) Es posible tomar una decisión con respecto a una posibilidad  $P$  de producción y buscar la mejor solución técnica  $S(P)$ . Si se repite esta operación para cada posibilidad de producción, el problema se reduce a comparar los distintos  $S(P)$ .

b) También es posible decidir primeramente con respecto a la solución  $S$  y luego determinar cuál posibilidad de producción  $P(S)$  le da a  $S$  su valor máximo, y luego comparar los distintos  $P(S)$ .

Se adopta la posibilidad  $a)$  en el caso muy general de que las alternativas posibles de producción sean pocas. Tal es el caso de la producción de electricidad en los países industrializados, donde puede predecirse con bastante precisión la tendencia de la demanda. El problema consiste entonces en determinar cuál de los programas de adquisición de equipo, que se traduce en el cumplimiento de la alternativa de producción  $P$ , garantizará la obtención del máximo de ganancias, o el costo mínimo, si la empresa no tiene influencia sobre el precio de venta. Un programa<sup>1</sup> se define como el conjunto de unidades de producción energética que serán construidas durante el período en estudio o en determinadas fechas.

Se puede recomendar como método general para resolver el problema el método combinado. Se eligen de entre los posibles programas, aquellos proyectos que se puedan llevar a cabo, por medio de la combinación, en todas sus posibles formas, de los proyectos compatibles<sup>2</sup> cuya complementación está programada para una fecha determinada. Es posible entonces:  $a)$  elegir de entre los programas de la lista aquellos que permitirán realizar las posibilidades deseadas de producción;  $b)$  calcular la utilidad descontada que producirá cada uno; y  $c)$  determinar cuál de ellos produce la utilidad máxima.

Este método es de aplicación general, pero desgraciadamente rara vez se emplea en la práctica, ya que por lo común los proyectos son numerosos y no es posible hacer la lista completa de todos los programas concebibles. Por lo tanto, deben emplearse otros métodos más prácticos y de más fácil aplicación. Se pueden dividir en dos categorías principales:  $a)$  métodos generales, en que se considera el programa en su conjunto y los proyectos individuales ocupan un lugar secundario;  $b)$  los métodos marginales, en que se estudia cada proyecto con el fin de establecer un criterio

<sup>1</sup> Un programa está formado por un grupo de proyectos, y en este sentido se considera que es proyecto toda central de energía, o unidad o equivalente, cuya construcción sea técnicamente posible.

<sup>2</sup> Los proyectos son compatibles cuando se les puede incorporar en el mismo programa.



# DEMANDA DE CAPITAL PARA LA EXPANSIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN AMÉRICA LATINA

por Marvin S. Fink \*

## I

La escasez de energía eléctrica ha sido uno de los principales obstáculos para el desarrollo económico y el mejoramiento de las condiciones sociales en los países de América Latina cuyas economías han experimentado una rápida expansión. Desde el término de la segunda guerra mundial, se ha producido una ampliación sin precedente de la industria de energía eléctrica en los países menos desarrollados del mundo; sin embargo, las instalaciones existentes todavía no bastan para atender el aumento de la demanda. La expansión necesaria de la industria de energía eléctrica exige enormes inversiones de capital, de parte de las empresas privadas y de los respectivos gobiernos.

Para financiar este programa se necesita gran afluencia de capitales, y las sumas disponibles para este objeto procedentes de las entradas de explotación, aunque considerables, son relativamente pequeñas en relación con las necesidades. Un conjunto de factores ha impedido la inversión de nuevos capitales internos y externos en la industria. La baja rentabilidad obtenida, a lo que se suma la incertidumbre de poder remitir las ganancias al exterior, han impedido que los inversionistas extranjeros privados efectúen nuevas inversiones. En esta situación las empresas de energía eléctrica han tenido que recurrir cada vez más a los fondos públicos para la obtención de nuevos capitales locales, los cuales, a veces, proceden de los impuestos al consumo específico aplicados a las ventas de electricidad, o de otros impuestos especiales, aunque lo más corriente es que se obtengan mediante la ampliación de los créditos públicos. Las principales fuentes de fondos extranjeros para financiar la expansión de las industrias públicas y privadas han sido: el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) y el Banco de Importación y Exportaciones (EXIMBANK). Entre las fuentes adicionales de capitales extranjeros cabe citar el Fondo para Préstamos de Desarrollo de los Estados Unidos, recientemente creado, y el Banco Interamericano de Desarrollo.

La industria de energía eléctrica en los países menos desarrollados continuará necesitando capital a medida que progresen las economías nacionales. Teniendo en cuenta estas necesidades y la naturaleza de la industria, el problema de obtención de fondos no consiste en un financiamiento de emergencia sino que es necesaria la aplicación de medidas políticas a largo plazo. Si las empresas privadas de un país no pueden atraer capital o se ven imposibilitadas para hacerlo

por la incertidumbre política o económica, el gobierno se ve obligado a proporcionar el nuevo capital a la industria o a construir las nuevas instalaciones eléctricas. Con cualquiera de las dos medidas que se adopten, la energía eléctrica entra a competir, por los limitados recursos del gobierno, con las escuelas, caminos, puertos, sanidad y otras necesidades de una economía en desarrollo que no producen ingresos. Además, los gobiernos, a menos que financien la expansión necesaria por medio de métodos inflacionistas, deben obtener un mayor porcentaje del ahorro privado de la nación a través de la venta de valores públicos o de un aumento de la tributación.

La expansión de las empresas eléctricas de servicio público no tiene por qué ser un factor que estimule la inflación o impida la expansión y el mejoramiento de otros servicios necesarios para lograr prosperidad económica y social. Un gobierno puede determinar como de interés nacional el autofinanciamiento de las empresas de energía eléctrica. En ese caso deberá permitirse a la industria, sea pública o privada, que obtenga una rentabilidad que:

a) Permita la generación interna de fondos a través de la acumulación de una depreciación apropiada y de ingresos no distribuidos que contribuyan sustancialmente al financiamiento de las expansiones; y

b) Atraigan en forma continua nuevos capitales de los inversionistas.

El que la industria eléctrica en América Latina pueda autofinanciarse depende, en gran parte, de la reglamentación que se le aplique. La legislación cuyo objeto principal sea reducir las tarifas sin tener en cuenta las economías, tiene efectos negativos.

No sólo los países de América Latina han experimentado dificultades para financiar la expansión necesaria de la industria de energía eléctrica, también las han sufrido países cuyo grado de desarrollo económico es mucho mayor.

Podría decirse que el problema fundamental de la industria de energía eléctrica en los países que pasan por etapas de desarrollo similares a las de América Latina, consiste en el desequilibrio de la relación entre el incremento anual de la demanda y la disponibilidad de fondos para financiar las instalaciones necesarias. En muchos lugares la puesta en práctica de los programas de expansión eléctrica ha sido arriesgada por las siguientes razones:

a) Se le ha dado excesiva importancia a las bajas tarifas, y, en consecuencia, la empresa no ha podido

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.53.

valor de  $K$  se elimina. Este tipo de interés  $r$  se denomina "interés interno" o "tipo de utilidad" de la inversión.

El tipo de interés interno es la característica media de la inversión. Debe diferenciarse del interés marginal (utilidad marginal) que es el tipo  $r'$  al que se elimina el equilibrio  $K$  de una modificación marginal de la inversión. Comparando  $r'$  con el tipo de interés  $i$  se aprecia si es ventajoso, desde el punto de vista económico hacer la sustitución.

iii) *Combinación de ambos métodos.* Por tanto, se pueden aplicar varios criterios y es difícil elegir uno. Desde un punto de vista estrictamente lógico, el problema no tiene solución aunque no se apliquen los métodos generales. Es raro que dos proyectos sean independientes uno del otro.<sup>4</sup> Esto significa que el valor de un proyecto se puede juzgar solamente si se conocen los demás proyectos con los que estará relacionado dentro de los programas elegidos.

El proyecto  $p$  tiene carácter marginal frente al programa, cuyo esquema general se ha definido, y se comparan las dos variantes marginales, una que incluye a  $p$  y otra que no lo incluye. Se pueden emplear los métodos marginales a causa del crecido número de grupos de proyectos que se pueden considerar independientes en una primera aproximación, y posteriormente porque a menudo se justifica suponer en teoría que se conocen las características esenciales de un programa óptimo. Cuando no sucede así, se debe aplicar el método general.

De donde se deduce que es posible encontrar una solución teórica al problema de elegir las inversiones, combinando, a través de un proceso de aproximaciones sucesivas, el método general con el marginal. Cada uno de ellos proporciona la información necesaria para aplicar el otro, y la información total que así se obtiene puede emplearse para definir el programa óptimo.

### 3. La incertidumbre

El cálculo de las inversiones requiere disponer de información adecuada sobre las circunstancias futuras, especialmente sobre el progreso de la técnica, relaciones de los precios, condiciones competitivas y estructura

<sup>4</sup> Dos proyectos son independientes entre sí si la utilidad producida por cualquiera de ellos no se ve afectada, se realice o no el otro.

legal. Pero no basta conocer el desarrollo futuro económico y social. Debemos reconocer que no es posible obtener una precisión absoluta de los cálculos de inversión en razón del conocimiento precario que tenemos sobre las cantidades que entran en dichos cálculos. Al comparar las teorías relacionadas con la decisión, en el caso de la incertidumbre subjetiva y objetiva, con los conocimientos adquiridos en la práctica, se observa que la información deducida de estas teorías no es ni revolucionaria ni nueva. La condición de incertidumbre subjetiva rige cuando la empresa conoce en forma aproximada la distribución probable de las cantidades empleadas en los cálculos. Esta incertidumbre se traduce en la evaluación subjetiva de la situación, y el criterio subjetivo determina la elección de los factores pertinentes y, por tanto, del camino que debe seguirse para obtener la información adicional.

La función de preferencia de la empresa sustituye a la función de elevación al máximo de las utilidades. La primera es más comprensible, ya que incluye además de las utilidades que se espera obtener de la inversión, el valor que le asigna la empresa a la seguridad y a otros factores que influyen sobre su explotación.

En el caso de la incertidumbre objetiva la empresa no conoce la distribución de probabilidades, y para las empresas ultra-conservadoras puede ser ventajoso elegir la inversión que eleva al máximo la ganancia mínima (el criterio minimax). Pero éste es sólo uno de los posibles criterios (por ejemplo, el criterio del riesgo mínimo, el criterio pesimista-optimista y el de la teoría de los juegos).

En caso de incertidumbre, es posible ir más allá de los límites de los cálculos convencionales de la inversión, cuando se sopesan las decisiones. Aunque debe ponerse de relieve la importancia preeminente que tiene la seguridad, también hay que considerar las ventajas de los planes de inversiones flexibles, que se adapten a contingencias imprevistas. En muchos aspectos los resultados obtenidos coinciden estrechamente con los procedimientos aplicados en la práctica. De acuerdo con el Dr. Schneider, sin embargo, los procedimientos convencionales sólo deben emplearse cuando la información disponible lo permita.

En este caso, como en todos aquéllos en que está en juego la seguridad de la empresa, la elevación al máximo de las utilidades de las inversiones debe ser moderada por la necesidad de seguridad cuando estos factores se opongan.

cias, a menudo deciden que la solución consiste en que el gobierno suministre la electricidad.

g) Sin embargo, la norma adoptada corrientemente no ha sido la de que *se necesitaba electricidad*, sino que se necesitaba electricidad *barata*.

h) Esta forma de proceder no ha resuelto ningún problema y sólo ha servido para estimular aún más la inflación.

### III

El argumento de que la electricidad barata —sin considerar su costo para el producto— es necesaria para el desarrollo económico, no resiste el análisis cuando se considera la relación que existe entre el costo de la electricidad, los costos de la manufactura y los de un presupuesto familiar. Se han hecho numerosos estudios en muchos países sobre esta materia y en todos ellos se ha llegado a la misma conclusión general:

a) El costo de la electricidad en el presupuesto familiar corriente no representa más del uno a uno y medio por ciento del total de ese presupuesto; y

b) El costo de la electricidad en las actividades

Cuando se ponen en circulación emisiones inorgánicas para financiar esta expansión y se aplica permanentemente una política de tarifas reducidas el resultado es que:

i) *nadie* —ni siquiera los gobiernos— puede obtener el dinero necesario para la expansión a menos que se modifiquen las tarifas, que es lo que debiera haberse hecho desde el comienzo.

manufactureras corrientes, con exclusión de las industrias extractivas y las de productos químicos, no asciende a más del uno al dos por ciento del costo de fabricación.

Teniendo en cuenta estas relaciones, el aumento del precio de la electricidad hasta de un cincuenta por ciento no contribuirá a elevar casi nada el costo del producto manufacturado, y, por tanto, tampoco contribuirá a intensificar la inflación; pero cuando aquella no puede obtenerse en cantidades adecuadas la inflación se intensifica ya sea porque se produce una escasez de bienes o un financiamiento deficitario.

### IV

Luego de este bosquejo sobre el panorama financiero de las industrias eléctricas de servicio público, podemos considerar los problemas del financiamiento de la expansión de ciertas prácticas de reglamentación sobre esos problemas.

Para determinar si es posible financiar un programa de construcciones propuesto, hay que basarse en las entradas obtenidas anteriormente y en las ganancias previstas de la compañía. Las primeras constituyen el criterio más fidedigno para apreciar las posibilidades que tiene la empresa de obtener ganancias en el futuro. No obstante, esas informaciones no pueden servir exclusivamente de base para las proyecciones futuras ya que hay que tener en cuenta los efectos de factores nuevos o previsibles que alterarán las entradas y los gastos. El inversionista en potencia no pondrá en práctica posibles cambios mientras éstos no se hayan sometido a experiencias.

En las empresas de servicio público que funcionan en forma normal pueden establecerse ciertas relaciones empíricas. Así, si la tasa de depreciación es del 2 ½ por ciento del valor bruto de las instalaciones, el coeficiente de expansión asciende al diez por ciento anual, los precios no varían y los fondos procedentes de la depreciación se destinan totalmente a la expansión, dichos fondos proporcionarán el 25 por ciento del costo total de construcción de una nueva central. De acuerdo con las informaciones obtenidas de la explotación de las empresas eléctricas de servicio público de los Estados Unidos, se advierte que la rentabilidad media sobre el valor neto de la planta es superior al 6 por ciento, y la rentabilidad neta sobre el capital ordinario (la suma de las acciones ordinarias más el excedente, con exclu-

sión de las acciones preferidas) asciende a más del 10 por ciento. Siendo el costo medio del interés inferior al 4 por ciento (cifra que refleja un costo actual del interés de más o menos el 5 por ciento y un costo histórico de alrededor del 3 por ciento) la relación media del capital ordinario actual (la relación entre las acciones ordinarias más el excedente y la capitalización total, comprendida la deuda a largo plazo), de más o menos el 37 por ciento y el dividendo pagado de aproximadamente 70 por ciento, las utilidades no distribuidas producirán alrededor del 10 por ciento del costo de la expansión. Sobre esta base, el 65 por ciento de los fondos necesarios para sufragar el costo de la expansión habrá de obtenerse de fuentes externas; es decir, debe obtenerse dinero nuevo para este objeto. En América Latina, donde los tipos de interés son elevados, la rentabilidad sobre las instalaciones totales y sobre el capital ordinario habrá de ser mucho mayor que en los Estados Unidos; y como el capital es escaso, las ganancias no repartidas deberán contribuir a una mayor proporción de la expansión.

Antes de discutir las fuentes de obtención de estos fondos me permitiré formular algunas observaciones sobre el monto de la depreciación y la rentabilidad.

Formulada en sus términos más simples, la depreciación representa el reembolso efectuado por el usuario final del producto para compensar el desgaste de la maquinaria que entra en la fabricación de este producto, de manera que ésta pueda renovarse al término de su vida útil. En el curso normal de las operaciones manufactureras el agotamiento y la obsolescencia de la maquinaria y las instalaciones constituyen un gasto de explotación, y, en consecuencia, forman parte

obtener ingresos apropiados ni destinar anualmente una suma adecuada para depreciaciones.

b) Existe una grave inflación progresiva y no se ha demostrado la capacidad o el deseo de permitir ajustes que compensen a la industria de energía eléctrica.

c) El valor entre la moneda local y las divisas ha sufrido un deterioro continuo, y, simultáneamente, es difícil la remesa de los ingresos e intereses que corresponden a los inversionistas extranjeros.

d) El acelerado ritmo de industrialización permite a los inversionistas obtener grandes utilidades, y por ese motivo aumenta la demanda que tienen que atender las empresas de energía eléctrica, que ya se encuentran recargadas.

Entre las características de las industrias de energía eléctrica que tienen profundo efecto sobre sus necesidades financieras, cabe citar:

a) La elevada tasa de crecimiento medio anual de la industria, de ocho a diez por ciento al año.

b) La naturaleza de la industria que la obliga a hacer un uso intensivo del capital. Se necesitan aproximadamente de cuatro a cinco dólares de capital para producir entradas por valor de un dólar. Este rendimiento puede compararse con el de la industria manufacturera corriente donde una inversión de 50 centavos a un dólar produce entradas por valor de un dólar.

c) La prolongada vida útil de las instalaciones en la industria de electricidad, tiene dos consecuencias:

i) los fondos generados al acumularse la depreciación representan sólo una parte pequeña de las necesidades de expansión de la empresa. Por ejemplo a aquellas instalaciones que tengan una vida útil de 40 años les corresponderá una tasa anual de depreciación de 2 ½ por ciento aplicando el sistema proporcional de depreciación. Esta situación puede compararse con la de la manufactura en general donde las instalaciones pueden tener una vida útil de 10 años y la tasa

media anual de depreciación es, en consecuencia, del 10 por ciento;

ii) en contraste con las industrias manufactureras, no hay rotación de las existencias. En efecto, la maquinaria instalada de la empresa constituye su activo inmóvil. Como la vida útil de la maquinaria es tan prolongada, y por las razones de inmovilidad antedichas, es necesario adquirir compromisos a largo plazo. El empresario de las industrias eléctricas de servicio público no puede simplemente retirarse o vender todos sus bienes.

d) La rentabilidad, es decir la proporción de utilidades que se permite obtener a las industrias eléctricas de servicio público, es inferior a la que pueden obtener las industrias no sujetas a reglamentación. Las personas que intentan justificar esta baja rentabilidad se basan en la teoría de que las actividades de una empresa eléctrica de servicio público son seguras; es decir, que no hay riesgos y en consecuencia las utilidades deben mantenerse bajas. En realidad, el riesgo ha sido mucho mayor en las empresas eléctricas de servicio público en múltiples países de América Latina que en muchas empresas no sujetas a reglamentación a causa de la rígida legislación impuesta ante la persistente inflación.

e) En comparación con la industria manufacturera, la industria eléctrica de servicios públicos tiene que pagar por concepto de dividendos un porcentaje relativamente mayor de las entradas. Así, en los Estados Unidos, el desembolso medio representa aproximadamente el 70 por ciento de las entradas disponibles en el caso de las acciones ordinarias. En las industrias manufactureras la proporción del desembolso es mucho menor, y por ese motivo quedan más fondos internos disponibles para expansión. Como corolario de lo anterior, podemos decir que las empresas eléctricas de servicio público tienen que obtener más fondos de fuentes externas.

## II

En la mayoría de los países de América Latina las tarifas de las empresas eléctricas de servicio público se han mantenido a niveles ridículamente bajos, en tanto que los precios de todos los demás bienes y el costo de la mano de obra han aumentado enormemente con la inflación. Cuando las tarifas del sector eléctrico de la economía se mantienen a un nivel excesivamente bajo y simultáneamente existe una grave inflación, las consecuencias sobre la industria eléctrica pueden ser graves, por ejemplo:

a) La depreciación acumulada, considerada en función de un poder adquisitivo constante, ha sido tan reducida que deja poco capital disponible para la expansión.

b) Como las utilidades son muy reducidas en relación con las que se obtienen en otras actividades, en la manufactura o en bienes inmobiliarios, no se ha invertido en las industrias eléctricas de servicio público.

c) Como el dinero se deprecia constantemente cuando hay inflación, para preservar su valor hay que bajarlo. En estas circunstancias la inversión se transforma en especulación cuando los activos adquiridos pueden transformarse rápidamente en dinero o hay posibilidades de obtener una ganancia que proteja contra la inflación.

d) Como el precio de la electricidad es muy bajo en comparación con otros combustibles que se pueden emplear para la calefacción o para cocinar, aumenta la demanda de electricidad y ello contribuye a agravar más la escasez.

e) La escasez de electricidad, frena el desarrollo industrial y el crecimiento económico.

f) En estas condiciones, los gobiernos, preocupados por la escasez de electricidad, en lugar de llegar a la conclusión obvia de que la estructura de las tarifas del sector de la electricidad adolece de algunas deficien-

original, se ha descubierto que las restricciones impuestas a la tasa de rentabilidad han desalentado totalmente la inversión de fondos privados en este sector de la economía. Quizá el ejemplo más notable de esta situación sea el caso de Brasil, donde la tasa de rentabilidad de las empresas eléctricas de servicio público no puede ser superior al 10 por ciento sobre una tarifa base que se expresa en moneda local a un valor que corresponde al costo histórico. Es fácil advertir las consecuencias de esta restricción cuando se considera que el crucero tenía un poder adquisitivo en 1960 que correspondía aproximadamente al tres y medio por ciento de su poder adquisitivo en 1939 y que el costo de vida había llegado a ser superior a 2 800 tomando como base 100 el año 1939.

En estas condiciones, las industrias no sujetas a reglamentación han podido reevaluar con toda libertad sus activos de acuerdo con la depreciación de la moneda, de modo que la rentabilidad obtenida por sus inversionistas ha tendido a aproximarse a la rentabilidad histórica en función del poder adquisitivo pese a que, incluso en este sector, la inflación ha afectado el valor del capital. En cambio, la industria eléctrica de servicio público que tiene inversiones a largo plazo valuadas en una fracción de su valor real en lo que se refiere a la fijación de tarifas y sin poder reevaluar sus activos, está de hecho siendo confiscada paulatinamente.

Los resultados de este trato diferente de las empresas sujetas y no sujetas a reglamentación, quedan de manifiesto al comparar la rentabilidad sobre las inversiones efectuadas en empresas reglamentadas y no reglamentadas en Brasil durante el período 1948-58, donde la rentabilidad sobre las inversiones realizadas en empresas que no son de servicio público, medida en función de un poder adquisitivo constante, aumentó un 63 por ciento durante un período de diez años, en tanto que la rentabilidad sobre las inversiones en empresas de servicio público se redujo en 77 por ciento. ¿Es sorprendente que los inversionistas brasileños hayan dejado de invertir en los últimos años en acciones de las empresas de energía eléctrica?

La experiencia de los Estados Unidos indica que las empresas eléctricas de servicio público pueden competir con éxito con las empresas industriales para obtener los dólares de los inversionistas si las compañías gozan de las condiciones necesarias para garantizar la seguridad de las entradas de un moderado potencial de crecimiento. Lo contrario queda claramente demostrado por la experiencia brasileña, que no constituye un caso fuera de lo corriente en lo que se refiere a empresas de servicio público de América Latina.

Ya que los riesgos de inversión son mayores en América Latina, cabría esperar que la rentabilidad allí obtenida fuera mayor que en Estados Unidos, y esto se acepta para todos los sectores comerciales no sometidos a reglamentación. Como, en la realidad, las entradas obtenidas por las empresas de servicio público latinoamericanas son inferiores a las obtenidas por las empresas americanas, no es raro que no se disponga de

capital privado —local y extranjero— para ser invertido en las empresas de servicio público latinoamericanas.

La reglamentación no sólo debe permitir una rentabilidad adecuada para atraer capital, sino que los ajustes de tarifa deben efectuarse con prontitud. Cuando los ajustes de tarifa se retrasan excesivamente disminuyen las entradas de las compañías afectadas y quizá nunca pueden recuperarse si la inflación persiste. Estas demoras, denominadas, a veces, desfasamiento cronológico cuando existe inflación, son como el caso del perro que trata de morderse la cola. La empresa eléctrica de servicio público nunca logra reponerse. Tan pronto como se concede un ajuste de tarifa ya resulta obsoleto y debe solicitarse un nuevo ajuste que nuevamente se ha tomado anticuado en el momento en que se pone en práctica.

La gravedad de este problema de disminución de las ganancias, reconocida por muchas comisiones en los Estados Unidos, ha hecho que se adopten varios métodos para compensar en parte sus defectos. En algunos estados se suma un porcentaje a la tasa de rentabilidad, a fin de compensar por la demora. En otros (por lo menos en 21 estados) la tarifa básica se determina en relación con los balances de fin de año y no con los promedios correspondientes al comienzo y al término del año. En otros estados, se emplea como base una tarifa proyectada al futuro; es decir, que comprende el período posterior al estudiado.

El hecho de que los valores de las empresas de servicio público no hayan tenido amplia aceptación en la mayoría de los países de América Latina, puede atribuirse a varias razones, entre las cuales las más importantes son:

a) Donde la inflación es grave, como las empresas eléctricas no han podido ajustar sus tarifas de acuerdo con la inflación, ha disminuido constantemente la rentabilidad real sobre el capital. Esto significa que si el inversionista de la empresa de electricidad recibía en un comienzo una ganancia del 10 por ciento sobre las acciones ordinarias y se ha producido una inflación muy severa, la utilidad que obtienen, medida en función del poder adquisitivo, quizá no sea más de 2, 3 o 4 por ciento.

b) Las empresas no sujetas a reglamentación, el comercio y la compraventa de bienes inmobiliarios, brindan muchas más ocasiones de obtener utilidades que las empresas eléctricas; por ese motivo se han invertido los fondos en esas actividades. A este respecto, cabe señalar que el concepto fundamental en que se basan las utilidades limitadas producidas por las industrias eléctricas de servicio público es que una empresa de esa clase disfruta de una posición monopolista, y, por lo tanto, los riesgos de pérdida son mínimos y las utilidades seguras. En teoría, esto es válido; pero en la práctica significa que en un clima inflacionista, si no se adoptan medidas especiales de ajuste para compensar los efectos de la inflación, como la empresa de servicio eléctrico tiene un mercado seguro aumenta su

del precio que cobra el fabricante por su producto. A este respecto no hay diferencia entre los procesos corrientes de fabricación y la generación y distribución de electricidad. Si no se cargaran las sumas adecuadas por concepto de depreciación, el inversionista se encontraría en el momento del agotamiento total de las instalaciones con que su capital había desaparecido totalmente. La única forma de protegerse sería que obtuviera utilidades tan enormes que parte de ellas constituyeran un beneficio sobre el capital, de modo que al vender las instalaciones como hierro viejo recuperara el capital invertido. Nadie, evidentemente, invertirá su dinero en una actividad que agote totalmente el capital.

El destino de sumas adecuadas para depreciación, es esencial desde tres puntos de vista:

a) En la medida en que no se destine una suma adecuada para depreciación, ello equivale a confiscar el capital del inversionista.

b) En una industria que se expande, la depreciación constituye una importante fuente de fondos para la expansión. A este respecto quiero señalar que aunque estos fondos son proporcionados por los consumidores, como lo son todas las entradas percibidas por cualquier empresa, no constituyen una inversión de los consumidores sino una reinversión de parte de su propio capital efectuada por el inversionista.

c) Los nuevos inversionistas no arriesgarán sus fondos en una empresa que no destine una suma suficiente para depreciación, a menos que obtenga utilidades lo suficientemente elevadas como para resarcirse de la confiscación parcial del capital.

Cabría formular otra observación relacionada con la depreciación. Como dije anteriormente, si los precios son constantes y se cumplen los demás supuestos mencionados, los fondos de depreciación representarían alrededor del 25 por ciento de los costos de expansión, pero si el nivel de precios aumenta, la cantidad de bienes que pueda adquirirse con los fondos provenientes de la depreciación disminuye ostensiblemente. Por ejemplo, si el nivel de precios aumenta 100 por ciento los fondos procedentes de la depreciación representarían solamente el 12 ½ por ciento de los costos de expansión en lugar del 25 por ciento.

Estas observaciones sobre la depreciación nos llevan directamente a considerar el problema de la tarifa básica y de la rentabilidad, ya que estos dos factores figuran entre los elementos más importantes que considera el inversionista potencial en una empresa eléctrica de servicio público.

Sería útil comparar brevemente la situación que existe en Estados Unidos en cuanto a la tarifa básica y a la rentabilidad, con la de algunos países de América Latina. En los Estados Unidos la mayoría de los estados aplican lo que se conoce con el nombre de principio de la tarifa neta basada en el costo original. La rentabilidad media aplicada a esta tarifa fluctúa alrededor del 6 por ciento. En algunos de los estados se aplica lo que se denomina una tarifa basada en el

justo valor y, en otros, una basada en el costo de reposición.

Una tarifa que se base en el costo neto original constituye un método perfectamente apropiado de regulación, siempre que la rentabilidad aumente al variar el nivel de precios. Sin embargo, en ello reside el problema principal, ya que si existe una grave inflación la rentabilidad aplicada a la tarifa basada en el costo original puede llegar a ser tan elevada que parezca que se están obteniendo grandes utilidades cuando en realidad las entradas pueden no ser en absoluto compensatorias. En los Estados Unidos, durante varios años, ha funcionado bastante bien el sistema de la tarifa basada en el costo original por varias razones, entre las cuales las más importantes son:

a) En Estados Unidos la inflación no ha sido tan grave, dada la expansión de la industria, como para comprometer seriamente las ganancias.

b) Al mismo tiempo, a medida que la inflación se intensificaba en Estados Unidos, bajaron los tipos de interés, con lo cual se disponía de más entradas para repartirlas entre los accionistas ordinarios, y por esa causa se compensaron en cierto sentido las pérdidas provocadas por la inflación. Cabe mencionar que esta tendencia a la disminución de los tipos de interés se ha invertido marcadamente, y que ahora, al tener que reflejar este aumento de las nuevas tarifas, las comisiones reguladoras permiten obtener una mayor rentabilidad general.

c) Simultáneamente con la disminución de los tipos de interés y la aceleración del ritmo de ampliación de la maquinaria ha aumentado la eficiencia tecnológica. Como ejemplo puede citarse el aumento de la eficiencia de las centrales termoeléctricas que se ha traducido en una disminución de hasta el 25 por ciento en el consumo del combustible por kWh.

La rentabilidad de 6 por ciento constituye una cifra engañosa para quienes no conocen bien a fondo la reglamentación aplicada en Estados Unidos. La rentabilidad, en el sentido en que se aplica ese término en Estados Unidos, produce una cantidad de dinero para cubrir todos los cargos por concepto de interés, los dividendos sobre las acciones preferidas y las utilidades sobre las acciones ordinarias. Dados los intereses generales mencionados previamente y la relación media del capital ordinario, una rentabilidad del 6 por ciento sobre la base de la tarifa neta se traduce en una rentabilidad sobre las acciones ordinarias de un poco más del 10 por ciento. Esto es lo que sucede en la actualidad en las empresas eléctricas privadas de servicio público en los Estados Unidos. Como en América Latina los tipos de interés son más elevados, la rentabilidad sobre las acciones ordinarias tendrá que ser evidentemente muchísimo mayor para que se logre atraer capital a las empresas eléctricas de servicio público.

En los países de América Latina se aplican diferentes sistemas de reglamentación. En aquéllos en que la rentabilidad estriba en una tarifa basada en el costo

trol de la empresa deberían reflejarse inmediatamente en un aumento de las tarifas.

La objeción formulada en contra de este procedimiento, de que el gobierno pueda ejercer menos control sobre la regulación, parece falsa ya que pueden tomarse las medidas necesarias a fin de evitar los abusos. Para que la empresa de servicio público esté en las mismas condiciones que las empresas no sometidas a regulación que necesitan capital, la empresa sujeta a reglamentación deberá gozar de los mismos privilegios en cuanto a revaluación de propiedades, incorporación de reservas libres, emisión de acciones liberadas, etc. que protejan al inversionista. Cabe mencionar que cuando existe inflación nadie está dispuesto a prestar su dinero a largo plazo a un tipo de interés fijo porque su dinero pierde valor constantemente. Cuando el accionista invierte en una empresa de servicio público que no está en condiciones de revaluar sus activos,

se encuentra casi en la misma posición anterior y ningún inversionista arriesgaría su capital en esta circunstancia.

Para que lo anterior no aparezca como una especulación teórica, cabe mencionar que la nueva ley de servicios eléctricos de Chile refleja algunas de las sugerencias mencionadas, y lo mismo sucede, en cierta medida, con la ley de servicios eléctricos del Perú. Sin embargo, ninguna ley se cumple por sí sola y para lograr que la reglamentación sea adecuada deberá existir una comisión reguladora que interprete y aplique la ley. Esta interpretación deberá basarse en que los objetivos perseguidos por la reglamentación son cobrar tarifas razonables a los consumidores, proporcionar un servicio adecuado y permitir que los inversionistas obtengan utilidades suficientes. Si se lograran estos objetivos, se habrá resuelto el problema de obtener capital.

obligación de conseguir más capital y al mismo tiempo se le confisca constantemente su capital invertido.

No es necesario insistir que en tales circunstancias estas empresas no logran atraer capital, y que la llamada seguridad, o ausencia de riesgos, se transforma en un mito.

c) En muchos países los mercados de capital no están muy bien organizados. En general, se dice que en esos países escasea el capital de inversión, pero opino que no se trata tanto de escasez de capital como de orientación errada de las inversiones. En los Estados Unidos, por ejemplo, los principales inversionistas en bonos de las empresas eléctricas de servicio público son las compañías de seguros de vida, y entre los principales inversionistas de acciones ordinarias se cuentan los fondos de pensiones, las compañías de seguros y las de inversiones. En la mayoría de las empresas latinoamericanas, en lugar del sistema de fondos de seguros y fondos de pensión que existe en este país, hay diversas cajas cuyos fondos se invierten en valores del gobierno o en viviendas de bajo costo.

Para llenar el vacío creado por la escasez de fondos que puedan invertirse en valores de las empresas eléctricas de servicio público, algunos países han establecido instituciones públicas de financiamiento, como la

Corporación de Fomento de Chile, la Nacional Financiera de México, y el Banco Nacional de Desarrollo Económico de Brasil. Estos organismos han constituido, en mayor o menor grado, una importante fuente de fondos locales para financiar la expansión de la industria eléctrica de servicio público. Pero para que estas instituciones cumplan sus objetivos con eficacia, deberían poder rotar sus fondos, de modo que el público pudiera participar en cualquier inversión realizada por estos organismos en ese sector, obteniéndose así nuevos fondos que podrían emplear las instituciones de crédito del gobierno para otros fines de desarrollo sin tener que recurrir a una expansión excesiva del crédito bancario. Lo que se quiere decir es que si se considera que el financiamiento del Banco de Desarrollo tiene carácter permanente, ello puede constituir un mecanismo que estimule la inflación del país. En cambio, si el Banco de Desarrollo mantiene sus inversiones sólo hasta el momento en que el público inversionista está dispuesto a adquirir esos valores, está realmente desempeñando sus funciones de Banco de Desarrollo. Por las razones mencionadas, es muy importante que el Banco de Desarrollo participe activamente, y oriente el establecimiento de un clima apropiado de inversión, en la industria eléctrica de servicio público.

#### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los profesores Cavers y Nelson han estudiado detenidamente el problema de la atracción de capital para la expansión de energía eléctrica en cinco países de América Latina. De dichas investigaciones —en las cuales participé— se dedujo lo siguiente:

“Los gobiernos de América Latina que estén dispuestos a autorizar a la industria para que aplique tarifas que le permitan sufragar el costo del servicio proporcionado —y proceder en esta forma, incluso durante un período de gran inflación— descubrirán, a juicio nuestro, que la industria (sea de propiedad pública o privada) estará en condiciones de financiar su propia expansión y no por medios inflacionistas. Al mismo tiempo, tanto el ajuste de los niveles y estructuras antieconómicas de tarifas y los efectos de recurrir a los ahorros para financiar las inversiones en la industria, actuarían como influencias antiinflacionistas. ¿Qué significa esto en función de la política reguladora?”

“*Primero:* La industria estaría en condiciones de ajustar sus tarifas con la rapidez suficiente como para que el aumento de los costos de explotación no le impida obtener un nivel adecuado de entradas.”

“*Segundo:* Para que la industria pueda competir con otras inversiones no sujetas a reglamentación a fin de captar los ahorros del país y las inversiones extranjeras, habrá que tomar medidas para que se ajusten periódicamente las cuentas de capital de las empresas de electricidad, públicas y privadas, de modo que éstas reflejen los cambios importantes del nivel de precios interno y, en el caso de los valores en manos del público, en el valor de intercambio de la moneda nacional.”

“*Tercero:* Los organismos reguladores y cualquier otro organismo financiero que tenga jurisdicción sobre la materia, tendrán que aprobar la emisión de valores que se adapten a las necesidades de la industria en una economía inflacionista. Cuando sea necesario, tendrán que adoptar medidas para crear mercados a fin de distribuir esos valores entre las instituciones inversionistas, y quizá deberán exigir que las empresas e incluso los usuarios residenciales que imponen una carga excesiva sobre su capacidad inviertan en las industrias de energía eléctrica.”

De acuerdo con lo anterior, para que la empresa de electricidad ofrezca las condiciones esenciales para atraer capital, deberá:

a) Cubrir todos los gastos de explotación y los impuestos, y proveer una suma adecuada para depreciación y una rentabilidad apropiada sobre el capital invertido.

b) La cifra que constituya la rentabilidad adecuada se determinará teniendo en cuenta los factores necesarios para atraer capital en el país respectivo, y no sobre la base de las tarifas y la rentabilidad obtenida en otros lugares en que son diferentes el riesgo y las condiciones para atraer capital.

c) La disminución de las entradas atribuible a las demoras en el ajuste de las tarifas, se eliminaría permitiendo el ajuste automático de las mismas cuando aumentaran los gastos, si ello se debiera a causas ajenas a la voluntad de la empresa, a medidas adoptadas por el gobierno o a negociaciones competitivas. En otras palabras, los aumentos del costo que escapan del con-



año, la empresa debe presentar un cálculo de los niveles tarifarios que se derivan del artículo 8 del convenio, que dice:

"Sección 1. Las tarifas que regirán para la energía eléctrica que suministra SEGBA serán fijadas anualmente conforme a lo establecido en la sección III de este artículo, en forma de que su producido cubra los siguientes conceptos:

"a) gastos de explotación, incluso contribuciones impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza;

"b) intereses y amortizaciones de los préstamos y demás obligaciones que contraiga SEGBA para el cumplimiento de sus fines;

"c) la dotación al fondo de renovación que técnicamente proceda, . . .

"d) una utilidad neta para el capital accionario privado después de haber pagado todo impuesto del 8 por ciento anual acumulativo. . .

"e) una utilidad neta para el capital asignado al estado, después de haber pagado todo impuesto, que salvo disposición expresa en contrario del Poder Ejecutivo Nacional, será del 8 por ciento anual. . ."

Una vez establecido el presupuesto de gastos de la empresa, ítem por ítem, incluida la utilidad del 8 por ciento para el capital, se divide la suma resultante por la cantidad de kilovatios-hora que presumiblemente podrá vender la empresa en el período siguiente, y esa es la tarifa que se aplicará.

Además, por el artículo 8 de la sección III la tarifa se reajusta automáticamente si se producen variaciones en los precios de los combustibles o de la mano de obra.

Se trata, pues, de un servicio prestado por "costo y costas", ya que no existe ningún riesgo para la empresa que proporciona el servicio, pues la tarifa, a raíz de disposiciones expresas del convenio definitivo, debe prever absolutamente todas las coberturas necesarias para absorber íntegramente los gastos de explotación, sean directos o indirectos, como las cargas financieras derivadas de los préstamos tomados por la sociedad para la ejecución de ampliaciones y mejoras. Por último, la ganancia del capital está asegurada en tal forma que si en un año no se logra pagarla en su totalidad, el saldo impagado pasa al año siguiente y la tarifa debe prever el cargo correspondiente.

ITALO: El sistema ITALO fue establecido por la ordenanza 8028 de 1936 y, si bien se trata también de un sistema que cubre todos los riesgos, no ha habido ajustes relativos a la revaluación de capitales, ni están asegurados los intereses sobre los mismos. La tarifa ha sido reajustada anualmente por la aplicación de un sistema idéntico al de SEGBA, con lo cual la tarifa de ITALO ha ido absorbiendo los aumentos por salarios y el mayor precio de los combustibles. En cambio, no ha habido retribución adecuada para el capital.<sup>6</sup>

AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA: Como esta

compañía heredó la zona antiguamente atendida por CADE y CEP, se rige por el sistema tarifario de esas empresas, que es el mismo de ITALO, es decir compensaciones al capital a nivel de 1936 y ajustes por variación de salarios y combustibles.

*Comentarios.* Del análisis de los sistemas tarifarios vigentes se deduce que hay tres tarifas distintas, siendo la mayor la de SEGBA; sigue la de ITALO y, por último, la de AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA. Sin embargo, se cobra al público una sola tarifa uniforme en toda la capital y Gran Buenos Aires. Cuando se calcula la tarifa de SEGBA, se nivelan las otras tarifas adicionándoles un recargo que está destinado al Fondo de Reserva de Energía Eléctrica, que prevé las sumas necesarias para pagar el rescate de acciones de CADE y financiar parte de los planes de electrificación del interior del país.

Es evidente que el sistema de tarifas ha eliminado por completo el interés empresario que distingue al sistema competitivo de la libre empresa. No existe incentivo ni por mejorar el servicio ni por reducir costos, pues los capitales están asegurados con un interés fijo al abrigo de cualquier evento. Por consiguiente, las empresas no demuestran gran interés en defender sus posiciones cuando se trata de un convenio laboral, pues en definitiva los mayores costos resultantes se trasladan automáticamente a la tarifa y no modifican sus ganancias. Así, la ITALO en cualquier discusión del convenio suele dejar constancia de que no aceptará ninguna carga adicional que no cuente con la previa autorización de las autoridades de cargarla a la tarifa. En esta forma, el gremio de Luz y Fuerza ha podido en el curso del tiempo, sin mayores obstáculos, imponer condiciones de trabajo y salarios que son inalcanzables para cualquier otro gremio y que superan en mucho las condiciones vigentes en otros países. Dado el carácter y su condición de "indispensable" del servicio de electricidad, el usuario está prácticamente obligado a pagar la tarifa que se le imponga. Cada aumento va seguido de un período de disminución leve del consumo, pero al poco tiempo se nivela nuevamente y no pesan las resistencias opuestas porque nadie quiere quedarse sin electricidad. Si bien en la Argentina la tarifa no ha subido en proporción a otros costos, es indudable que esa circunstancia se ha debido sobre todo a que no se ha recompensado al capital debidamente. Cuando se ha hecho esto, como en el caso de SEGBA (aunque deben considerarse con reserva las valuaciones practicadas), la tarifa ha sido objeto de un importante incremento. En otros términos, la tarifa se pudo mantener baja aun con salarios crecientes y menor productividad, a expensas del capital y en consecuencia hubo un deterioro del equipo y del servicio.

En el interior del país, la mayor parte de los servicios principales son prestados por la empresa estatal AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA, la que en cada municipio tiene un contrato de concesión y su correspondiente tarifa, y aunque tras mucha insistencia Agua y Energía ha conseguido algunos ajustes de sus tarifas,

<sup>6</sup> En 1961 ITALO formalizó un nuevo convenio con el Estado, en virtud del cual se adoptó un sistema tarifario idéntico al de SEGBA.

# LAS TARIFAS Y SU INFLUENCIA EN EL FINANCIAMIENTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

por Salvador San Martín \*

## 1. Principales características de las reglamentaciones vigentes por países

En la República Argentina no existe un "sistema tarifario". Como el desarrollo eléctrico se hizo en forma anárquica y sin una base jurídica y técnica que lo fundamentara y le diera unidad, las tarifas se ajustaron a reglamentaciones diversas en un proceso inorgánico. En gran parte esto ha sido consecuencia de la estructura institucional del país, de régimen federativo y municipal, en el cual los servicios públicos están sujetos a la jurisdicción local. Dada la independencia de funcionamiento de los municipios, cada uno de ellos instituyó su forma de prestación del servicio público de electricidad y, en consecuencia, el régimen tarifario correspondiente. Esto, como es lógico, dio origen a una extrema variedad de reglamentaciones. Mientras predominó en la República Argentina el régimen de concesiones a empresas privadas, las tarifas eran fijadas en los propios contratos de concesión en forma rígida y sin cláusulas de ajuste, con excepción de los servicios de la capital federal donde las dos empresas prestatarias, la Compañía de Electricidad (CADE)<sup>1</sup> y la Compañía Italo-Argentina de Electricidad (CIADE), tenían un sistema de ajuste basado en el valor del peso oro argentino. A pesar de eso, el ajuste no se practicó hasta el año 1936, más de veinticinco años después de la fecha inicial de dichas concesiones. En 1936 esas dos empresas obtuvieron la modificación de sus respectivas concesiones y la inclusión de la cláusula de ajuste automático por variación de los números índices relativos a salarios y combustibles. En cambio, la tarifa no fue ajustada en relación a los factores de capital y, en consecuencia, tendía solamente a resarcir de los gastos directos y sin sobrantes adecuados para capitalización, renovación y ampliaciones. Eso provocó un desmejoramiento del servicio, similar al que se produjo en el interior del país a causa de la vigencia de tarifas rígidas que no eran actualizadas conforme al proceso inflacionista.

La situación actual es la siguiente:

En la capital federal y sus alrededores (Gran Buenos Aires) hay tres empresas prestatarias de servicio público.

SEGBA (*Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires*), empresa mixta (40 por ciento público y 60 por ciento privado) con sus principales centrales en Dock

Sud y en Puerto Nuevo.<sup>2</sup> Tiene una potencia instalada de 660 000 kW y en 1961 vendió 2 544.5 millones de kWh de energía.<sup>3</sup>

ITALO (*Compañía Argentina de Electricidad*), empresa privada con sus centrales principales también en Dock Sud y Puerto Nuevo; tiene una potencia instalada de 300 000 kW. En 1961 vendió 883.2 millones de kWh.<sup>4</sup>

AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA, empresa estatal con su central generadora en San Nicolás; tiene una potencia instalada de 300 000 kW y la energía se transporta por una línea de alta tensión hasta Morón de donde se distribuye en conexión con SEGBA. En 1961 vendió 858.6 millones de kWh.

AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA comenzó a construir en 1958 la Central Termoeléctrica Gran Buenos Aires con una potencia instalada de 600 000 kW, que en 1961 traspasó a SEGBA, recibiendo acciones de ésta en pago.

### a) Zonas de servicio

SEGBA: Toda la capital federal y los partidos de Avellaneda, Lanús, Banfield, Lomas de Zamora, Quilmes, La Plata y Ensenada.

ITALO: Parte de la capital federal y los partidos de Avellaneda, Lanús, Quilmes y Lomas de Zamora.

AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA: Los catorce partidos del Gran Buenos Aires, que abarcan la zona noroeste e incluyen a los partidos de: Vicente López, Olivos, San Isidro, San Fernando, Morón, Matanza, Martínez, Ciudadela, Ramos Mejía, Haedo, etc.<sup>5</sup>

### b) Sistemas tarifarios

Cada una de las empresas posee su propio sistema de tarifas.

SEGBA: El sistema se estableció en el convenio definitivo de octubre de 1958 en cumplimiento de la ley 14772.

Anualmente, y antes del 1º de diciembre de cada

<sup>2</sup> En 1961 todas las acciones del capital privado fueron adquiridas por el Banco Industrial de la República Argentina, con lo cual el 100 por ciento de las acciones son, en la práctica, del estado.

<sup>3</sup> En 1962 se comenzó la instalación de un nuevo grupo de 195 000 kW.

<sup>4</sup> En 1962 se comenzó la instalación de un nuevo grupo de 110 000 kW.

<sup>5</sup> Esta zona fue adquirida por SEGBA, recibiendo AYEE acciones de ésta en pago. En 1962, por consiguiente, los prestatarios del servicio eléctrico en Buenos Aires y en el Gran Buenos Aires son únicamente SEGBA y CIADE (ITALO).

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.43

<sup>1</sup> Nacionalizada desde 1958.

### 3. *Reajuste de tarifas por revaluación de activo (en moneda local)*

Dada la facilidad con que las economías latinoamericanas en general tienden a desencadenar un proceso inflacionista, todo parece indicar que es muy conveniente que, en la prestación de los servicios públicos de electricidad, se prevean ajustes de los activos en función de la disminución de valor de la moneda corriente. En esta forma se podrá asegurar un servicio de alta calidad y abundante, con lo cual a su vez se asegura la expansión general del país y principalmente de su industria.

La Argentina ha aplicado este principio en el convenio celebrado con la empresa CADE, que determinó la formación de la empresa mixta SEGBA. El procedimiento utilizado ha consistido en tomar los valores de inversión y actualizarlos mediante la aplicación de los índices del costo de la vida, según la estadística oficial. El resultado ha sido casi concordante con la aplicación del índice monetario (relación del peso papel con el dólar) y un poco inferior a la de los índices de precios implícitos en la renta nacional, y a la del índice de los precios de productos no agropecuarios. No es esta la oportunidad para discutir la bondad del criterio adoptado y solamente debe insistirse en que por ese procedimiento o el de la simple tasación, usado en el caso de la compra de los bienes de ANSEC o cualquier otro, debe actualizarse el valor del activo de las empresas eléctricas. Esta medida tiene la doble finalidad de mantener interés en el mercado de capitales cuando se trata de empresas privadas o se utilicen préstamos del mismo origen, y constituir reservas suficientes cuando se trata de organismos estatales que, mediante la actualización de los valores de inventario, pueden adecuar sus fondos de renovación a las cifras correspondientes al nivel de las nuevas inversiones.

La tarea de revaluar los activos constituye un elemento esencial del restablecimiento de los factores positivos del mejoramiento eléctrico. Como consecuencia de una política que no procede analizar aquí, en la Argentina todas las empresas, que hoy en su gran mayoría son públicas, tienen sus activos congelados a valores de inversión, y existe una gran presión política local para mantener esa situación que deprime la industria. Esto es tanto más insostenible cuanto que en la Argentina hay ahora una ley de revaluación de activos para toda la industria y el comercio, en reconocimiento de los fenómenos económicos ocurridos en el país. Se espera que paulatinamente esa actualización de los valores de inventario se ha de producir y este problema desaparezca. Pero es preciso prever su repetición futura en vista de la fuerte tendencia inflacionista de las economías latinoamericanas a que se ha hecho referencia. A este respecto, es preciso incorporar a la tarifa un factor correctivo que tenga en cuenta la devaluación monetaria, para lo que podrían seguirse diversos procedimientos. Uno de ellos consiste en adoptar uno de los siguientes cuatro índices, ya utilizados

en la Argentina y que, en alguna medida, siguen la curva de la devaluación. Se trata del índice del costo de vida basado en los estudios que la Dirección Nacional de Estadísticas y Censos efectúa mensualmente; el índice de precios de los productos no agropecuarios, que se suponen preferentemente de origen extranjero; el índice de precios implícitos en la renta nacional, que suelen basarse en los estudios de los bancos centrales de cada país; y finalmente la relación de la moneda nacional al dólar o a otra divisa fuerte, o índice monetario. En el caso de SEGBA se utiliza cualquiera de los cuatro índices que dé la cifra menor, a opción de las autoridades nacionales. Esos índices aplicados anualmente a los valores de inventario, contribuirían a incrementar los activos y, en consecuencia, los intereses pagaderos sobre los capitales representativos. Esas sumas divididas por la cantidad de energía presumiblemente vendible en el curso del año, daría una cifra que debería corregir la tarifa vigente. Otro método podría consistir en determinar anualmente los valores de reposición de los activos y aplicar a los mismos una tasa de 2 ½ al 3 por ciento anual, para constituir el fondo de renovación, que proveería de una parte sustancial de los capitales necesarios para futuras inversiones. Se plantea en este caso la propiedad de ese capital así formado, especialmente cuando se trata de empresas privadas. En contratos con cláusulas de reversión puede convenirse que el fondo de renovación, o sus saldos, pasarán a la autoridad concesionaria junto con los bienes. Así se ha hecho en el pasado en la Argentina.

### 4. *Grado de flexibilidad de la tarifa para cubrir las alzas del costo de la mano de obra, combustible, etc.*

Es indudable que en la medida en que todos los factores integrantes de la tarifa sean susceptibles de corrección, el carácter empresario en la prestación del servicio público de electricidad va desapareciendo. En efecto, lo que distingue a una empresa industrial en el régimen competitivo es el *alea* del negocio. Si éste se elimina, todo deriva a una inversión a interés fijo, con pocas posibilidades de perfeccionamiento a cargo de la empresa, puesto que así como se eliminan los riesgos, se congelan los márgenes de utilidad. Esto traería aparejado serios trastornos en el caso de mantenerse el carácter privado de esas empresas. Es cierto también que en los países latinoamericanos, como ya se ha indicado, cada vez es mayor la cantidad de servicios eléctricos que pasan al dominio público y, en consecuencia, no se plantea ese problema. Pero si continúan las empresas privadas o se alienta su participación futura, convendría estudiar un sistema que permitiera en alguna medida mantener el interés empresario por el mejoramiento técnico y efectuar economías en el proceso, mediante una participación adicional en las utilidades. Así lo prevé la Ley de Energía de la Argentina que, en el párrafo 3 de su artículo 39, dice:

“Las disminuciones de costo originadas en una ma-

éstas todavía son muy insuficientes y la explotación de la empresa deja pérdidas.

Mientras no se modifique este rígido sistema de tarifas en el interior del país, son muy precarias las posibilidades de un real mejoramiento de los servicios eléctricos. En ese sentido cabe señalar que, si bien los aumentos necesarios de dichas tarifas eléctricas son en general bastante grandes, precisamente porque durante mucho tiempo se han mantenido artificialmente bajas, la reacción de los usuarios es menos aguda que las reacciones de carácter político. En medios donde la política tiene pocos temas para agitar, la tarifa de los servicios públicos constituye un factor importante. De ahí que se vaya extendiendo el concepto de que los municipios conserven los poderes de fiscalización de los servicios y la facultad inclusive de otorgar concesiones, pero deriven los problemas tarifarios a un organismo técnico, de carácter federal, que en el caso de la Argentina podría ser una Comisión del propio Consejo Federal de la Energía Eléctrica constituido por la Ley de Energía recientemente sancionada. En esa forma, las violencias usuales que ocurren con motivo del tratamiento por cuerpos políticos de un problema que es esencialmente técnico, quedarían anuladas y se contribuiría con eficacia al tratamiento racional de los problemas eléctricos y, por consiguiente, al mejoramiento del servicio.

## *2. Política de tarifas en relación con las inversiones actuales y las necesidades futuras de capital*

En la República Argentina —con excepción de SEGBA que, como se ha explicado, dispone de un mecanismo tarifario que le permite afrontar planes de expansión y mejoramiento— todos los servicios del país tienen tarifas inferiores a las necesidades mínimas de capital y en muchos casos no cubren los gastos directos de explotación. También en la Argentina, como en otros países latinoamericanos, se carece de una industria de grandes maquinarias eléctricas y materiales eléctricos en general, lo que obliga necesariamente a vincular las inversiones a la disponibilidad de divisas. Además, el proceso inflacionista que se desarrolla en general en todos los países latinoamericanos, y que en Argentina ha tenido caracteres singulares, ha elevado considerablemente las sumas necesarias para obtener equipos del exterior, además del aumento lógico de los costos internos. Eso ha complicado en forma bastante pronunciada el problema de la disponibilidad de capital para el sector eléctrico.

Finalmente, se ha invertido la situación imperante hasta 1950 y hoy no existen más empresas privadas que la ITALO en la capital federal y unas pocas centrales muy pequeñas en el interior del país (de 200 a 1 000 HP cada una). Prácticamente todo el resto del servicio es prestado por entidades cooperativas, municipales, provinciales y en gran medida por la empresa estatal AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA. Esto sig-

nifica que la provisión de capitales debe provenir esencialmente de los usuarios, de fondos públicos y de empréstitos sea de proveedores, sea de instituciones de crédito extranjeras. Una fuente de capital hubiera podido ser el mercado interno, si éste no hubiese sido casi aniquilado por la inflación. Por otra parte, aun cuando se restableciera un mercado de capitales interno, la lamentable historia de los servicios públicos de electricidad en la Argentina, como la inexistencia actual de un régimen de tarifas adecuado, no conseguiría orientar el ahorro nacional a los títulos o bonos de una empresa de electricidad.

Los consultores contratados para el estudio eléctrico realizado bajo los auspicios de las Naciones Unidas y del Banco Mundial, han determinado que en la Argentina el 50 por ciento de las necesidades del capital necesario para el reequipamiento eléctrico y su expansión debe provenir de las propias tarifas. Esto está en relación con los gastos que en todo caso corresponden pagar en moneda nacional. Se supone que la parte en divisas podrá ser financiada con préstamos otorgados por instituciones financieras internacionales o por las propias empresas a las que se entregan los pedidos de maquinarias.

La Comisión de Asesoramiento y Coordinación Federal Energética, que funciona en la Argentina desde 1957, ha aprobado un plan de tarifas para la empresa AGUA Y ENERGÍA ELÉCTRICA en que se prevén los siguientes conceptos básicos:

- a) total de los costos de explotación;
- b) total de los servicios financieros;
- c) constitución de fondos de renovación que provean un 50 por ciento de los capitales necesarios;
- d) una utilidad de 8 por ciento para la empresa;
- e) ajustes por variación del índice de salarios y combustibles;
- f) ajustes del fondo de renovación de acuerdo con valores de reposición.

Queda por ver si los municipios aceptarán este régimen en sustitución del actual de tarifas rígidas.

En resumen, todo parece indicar que en la Argentina, y dada la característica de las empresas, los regímenes tarifarios deberán contemplar una tasa importante de capitalización a cargo de los usuarios.

Si bien la Ley de Energía prevé la incorporación de capitales privados en la generación de energía eléctrica, ese proceso será muy lento y está en relación directa con otros factores que influyen en la política general económica del país, con problemas políticos y con imponderables que restablecerán o no el interés del capital extranjero por ese tipo de inversiones, frente a las mejores perspectivas de la industria en general. Por eso, todo plan que se base en un excesivo optimismo sobre inversiones de capital extranjero, será de resultados inciertos. Durante mucho tiempo, todos esos planes deberán depender esencialmente del ahorro nacional para obtener recursos, y la tarifa parece ser la vía más directa y más indicada.

No es posible determinar *a priori*, y en forma general, cuales son los niveles tarifarios más adecuados; ello depende en mucho de las características del lugar en que se aplican. En general, debería tenderse a que los servicios industriales apliquen tarifas menores en relación con los consumos domésticos. Este no es el caso en Buenos Aires donde, en la actualidad, la industria paga tarifas más elevadas que el consumidor doméstico.<sup>7</sup> Esto parecería una aberración y conspira contra una producción industrial de bajos costos. En todo caso, debe comprenderse que la producción de electricidad no es en sí misma un "negocio", un fin en sí mismo. La electricidad, como el agua, debe constituir un factor de promoción del mejoramiento social y de la expansión industrial de los pueblos. En consecuencia, adoptadas las bases tarifarias que aseguren la obtención de capital y el pago de sus intereses, la tarifa debe ser suficientemente elástica para facilitar el desarrollo de industrias básicas, que en América Latina son indispensables para su integración económica, expansión y progreso social. En la producción eléctrica, como en todo proceso económico, hay un sector de consumo y un sector de producción. En el primero, la electricidad es un elemento que contribuye a la comodidad. En el segundo, es una materia prima del proceso industrial. Mientras exista la necesidad de capitalización a un ritmo acelerado, las tarifas de los sectores del consumo tendrán que soportar una mayor proporción de los costos en beneficio de la producción que debe gozar de tarifas menores en proporción adecuada.

En cuanto a la estructura tarifaria, parece interesante transcribir el artículo 39 de la Ley de Energía de la Argentina, donde se establecen los factores integrantes de la tarifa.

"El Poder Ejecutivo Nacional fijará los precios y tarifas para la energía que se comercialice en las centrales y líneas que integran la Red Nacional de Interconexión y para los servicios públicos de jurisdicción nacional, los que dentro del principio de lo justo y razonable deberán responder básicamente a los siguientes conceptos:

"a) *Costos de capital:*

"1. Se considerarán en los costos de capital las dotaciones al fondo de renovación, que se determinarán sobre la base de un porcentaje fijo a establecer sobre el valor de reposición de la potencia instalada, con sus equipos y elementos conexos.

"2. Las dotaciones a los fondos de reserva.

"3. Los impuestos.

"4. Los seguros.

"5. Las amortizaciones de capital, siempre que en la correspondiente concesión o autorización existan cláusulas de traspaso total o parcial sin cargo para el

<sup>7</sup> En 1962 esta situación ha sido parcialmente modificada, y los nuevos aumentos tarifarios han sido cargados a los usuarios "no industriales".

estado, de los bienes del concesionario o permisionario al vencer la concesión o autorización.

"6. Los intereses del capital, que se regularán de acuerdo a las normas de la correspondiente autorización o concesión.

"b) *Costo de los sueldos del personal:*

"1. Los sueldos, jornales y en general toda remuneración que se pague de acuerdo con normas legales que los autoricen.

"2. Los beneficios de carácter social establecidos y que se establezcan por normas legales y las sumas que anualmente deban destinarse a constituir o incrementar los fondos de reserva especiales que aseguren el cumplimiento de estas obligaciones.

"c) *Gastos generales, administración, dirección técnica y asesoría*, que se ajustarán a lo dispuesto por la reglamentación de la presente ley.

"d) *Combustibles, lubricantes* y en general todos los materiales cuyo consumo resulte necesario en el período correspondiente y que estén destinados a la generación, transformación, transmisión, y distribución de electricidad, en su caso.

"e) *Valor de la energía que se adquiere a terceros*

"f) *Intereses y gastos complementarios de financiación* sobre bonos y otros capitales crediticios destinados a la explotación y que hayan sido aprobados previamente por el Poder Ejecutivo. El total de dichos intereses no podrá exceder del 10 por ciento anual sobre los respectivos capitales.

"g) *Los demás gastos* no especificados en los rubros anteriores, siempre que guarden relación de causalidad con las actividades de la explotación.

"h) *Las pérdidas de energía* por todo concepto, de acuerdo a las normas que establezca la Secretaría de Energía y Combustibles.

"i) *Cláusulas de ajuste:*

"1. Los costos de capital, mantenimiento y varios se ajustarán anualmente.

"2. Los cambios que sufra el precio de la mano de obra y de los combustibles serán reajustados dentro de los treinta días de producidos, de acuerdo con las fórmulas que establezca la Secretaría de Energía y Combustibles.

"3. Las disminuciones de costo originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que lo haya originado."

La aplicación de disposiciones como las anteriores aseguran una tarifa justa y retributiva. Para más claridad se acompaña una copia de la aplicación de dichas

yor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que lo haya originado.”

Hecha esta salvedad y en tanto se trata de asegurar, mediante la retribución justa y razonable, una corriente de capitales, públicos o privados, a la industria eléctrica, es evidente que procede el ajuste tarifario según las variaciones de los precios de combustibles y salarios. En la Argentina, en los contratos SEGBA e ITALO existe la siguiente fórmula aplicable al respecto:

a) El ajuste *a* en función del precio del combustible se calculará según la fórmula siguiente:

$$a = \frac{P - p}{10} \times c$$

En esta fórmula *a* es el ajuste en más o en menos, expresado en centavos de moneda nacional por kWh; *P* es el precio de una tonelada de combustible equivalente a 7.5 millones de calorías, redondeado a pesos argentinos, determinado según se indica más adelante; *p* es el precio básico de una tonelada de combustible equivalente a 7.5 millones de calorías según el inciso b) de la sección III de este artículo, redondeado a pesos argentinos; y *c* es el coeficiente indicado en el inciso c) de dicha sección III.

El precio *P* del combustible será el costo promedio estimado por tonelada equivalente a 7.5 millones de calorías para todos los combustibles que se consuman en el bimestre para el que se calcula el ajuste, incluyendo la totalidad de los gastos hasta su utilización en las usinas, y el precio *p* es el correspondiente al cálculo tarifario anterior al ajuste.

El coeficiente *c* ha sido determinado en forma tal que cubra además los gastos relacionados con el aprovisionamiento de combustibles, para que la tarifa abarque también los gastos de capital.

Para 1960, el cálculo dio los siguientes resultados:

Gastos de explotación cuya futura variación debe tomar en cuenta el coeficiente *c*:

	<u>Millones de pesos</u>
Gastos de combustible y compra de energía . . . . .	1 864
Otros gastos (sin impuestos) . . . . .	290
<i>Total</i> . . . . .	<u>2 154</u>

Variación de los gastos por cada peso de variación del precio del combustible con respecto a 1 170 pesos por tonelada de 7.5 millones de calorías:

$$2\ 154 \text{ millones de pesos} \times \frac{1}{1\ 170} = 1\ 841\ 000 \text{ pesos}$$

Agregando a esta variación el correlativo aumento o disminución de los impuestos municipales sobre los ingresos, se obtiene un importe de 1 938 000 pesos.

Venta prevista . . . . . 2 500 000 000 kWh,

con lo cual el coeficiente *c* se calcula como sigue:

$$c = \frac{193\ 800\ 000 \text{ centavos}}{2\ 500\ 000\ 000 \text{ kWh}} \times 10 = 0.775 \text{ centavos por kWh}$$

Para un caso práctico en que el combustible hubiera aumentado de 1 170 a 1 310 pesos por tonelada equivalente de 7.5 millones de calorías, el ajuste tarifario sería:

*P* = 1 310 pesos por tonelada

*p* = 1 170 pesos por tonelada

*c* = 0.775 centavos por kWh

$$a = \frac{1\ 310 - 1\ 170}{10} \times 0.775 = 8.05 \text{ centavos por kWh}$$

b) El ajuste *b* en función del salario horario se calculará según la siguiente fórmula:

$$b = 100 \times \frac{N - n}{n} \times s$$

En esta fórmula *b* es el ajuste porcentual positivo o negativo que se ha de aplicar a las tarifas; *N* es el salario medio horario, estimado en pesos argentinos, que deberá abonarse a todo el personal de SEGBA, incluida la contribución patronal jubilatoria y demás cargas sociales, durante el bimestre para el que se calcula el ajuste; *n* es el salario medio anterior al período en que se hace el ajuste; *s* es la corrección porcentual que se ha de efectuar en las tarifas por cada 1 por ciento en que el salario horario varíe con respecto a *n*.

Los ajustes de tarifas según el convenio de SEGBA se hacen bimensualmente, siempre que se produzcan variaciones. En todo caso, si se produce una variación existe una cláusula de dicho convenio por la cual el ajuste se hace en forma automática e inmediata.

Es evidente que este sistema eliminaría uno de los factores más perturbadores en la prestación de servicios públicos, que ha conducido a discusiones y planteamientos violentos en muchos países latinoamericanos, y en especial en la Argentina.

Sería recomendable incorporar ese procedimiento en todos los contratos de concesión, y la Ley de Energía de la República Argentina así lo prevé al haberlo incorporado a su régimen tarifario.

### 5. Estructura y aplicación de las tarifas

Una vez determinada la tarifa media por los procedimientos establecidos en los respectivos contratos, y hechos los diversos ajustes, es preciso preparar el cuadro tarifario de conformidad con las diversas formas del consumo.

Deben distinguirse por lo menos los siguientes tipos:

- Consumo residencial (doméstico);
- Alumbrado público;
- Tracción eléctrica;
- Consumo comercial;
- Consumo industrial, y
- Consumo de establecimientos públicos.

a) Con los excedentes de las tarifas y recargos que establezca el Poder Ejecutivo en la capital federal y Gran Buenos Aires.

b) Con los aportes del tesoro de la nación que correspondan a los compromisos del Fondo de Restablecimiento Económico y otros que se determinarán en la Ley de Presupuesto.

c) Con el 10 por ciento del producido del Fondo Nacional de la Energía.

d) Con el 20 por ciento del Fondo Nacional de Energía Eléctrica.

El Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior se aplicará a préstamos a provincias, municipios, cooperativas y consorcios de usuarios de electricidad. También se incluyen los préstamos privados para instalaciones de potencia que no sobrepase de 2 000 kilovatios.

Los préstamos, al 6 por ciento de interés anual, son pagaderos a quince años plazo, pero cuando se invierten en obras de electrificación rural y los planes correspondientes prevén materiales y equipos nacionales de no menos del 80 por ciento del total, se aumenta el plazo en diez años y se disminuye el interés al 3 por ciento anual.

Mediante este régimen se ha calculado obtener para los dos fondos una suma aproximada de 3 000 millones de pesos anuales, que eventualmente puede incrementarse y que, si bien no cubre totalmente las exigencias financieras de los planes eléctricos del país, suministra suficientes fondos públicos para asegurar la continuidad de esos planes, que en todo caso deben complementarse con capitalización propia por medio de tarifas, préstamos del exterior y préstamos de proveedores.

normas al cálculo anual de la tarifa de SEGBA para la capital federal y el Gran Buenos Aires.

#### 6. La tarifa en relación con una mejora del factor de carga

##### a) Tarifas para horas fuera de punta

En los países latinoamericanos se ha producido un fenómeno extraño a otras economías, porque la masa trabajadora ha alcanzado con rapidez niveles de salarios relativamente altos y ha reclamado insistentemente su derecho a alcanzar los más elevados niveles de vida. La consecuencia ha sido una producción de altos costos que es difícil retrotraer a una condición social, política y económica que debe considerarse superada. Por lo tanto, el destino de toda programación industrial es lograr la reducción de costos por la tecnificación y el máximo aprovechamiento del utilaje. Si en la Argentina se dispusiera de una tarifa de energía eléctrica para las horas del valle nocturno, es decir cuando hay más potencia disponible por disminución del consumo, muchas industrias podrían "armar" turnos para aprovechar sus equipos durante esas horas, aunque tuvieran que pagar más salarios si en efecto disponen de tarifas eléctricas compensatorias. Sería una forma práctica de aumentar y abaratar la producción. El aplanado de la curva de carga por su parte mejoraría las condiciones de la explotación eléctrica.

##### b) Tarifas estacionales

En la Argentina no hay una diferencia muy acentuada en los consumos estacionales, pero de todos modos convendría en una etapa más avanzada del progreso eléctrico y cuando se hayan superado las deficiencias actuales de potencia, estudiar la posibilidad de estimular el consumo en las estaciones en que, por diversas razones, se produce una disminución de la venta de energía. Así, por ejemplo, un centro turístico como Mar del Plata, tiene su consumo máximo en el verano, apenas cuatro meses en total. En el resto del año la carga baja notablemente. Durante ese período de ocho meses en que hay poco consumo, sería interesante establecer una tarifa baja, de fomento, para que se instalen industrias que puedan trabajar en forma interrumpida durante el verano.

##### c) Tarifas para fomentar el consumo

Evidentemente, en el estado actual de insatisfacción de los consumos más fundamentales, no parece posible establecer en la Argentina tarifas especiales para fomentar el consumo. Deberá esperarse a que se satisfaga plenamente la demanda y a que se constituya la correspondiente reserva de potencia antes de estudiar la posibilidad de que lleguen a establecerse regímenes de fomento.

#### 7. Función que desempeñan los impuestos especiales en el desarrollo de la energía eléctrica

Ya se ha mencionado que una fuente posible y la más segura de aprovisionamiento de capitales, es la tarifa eléctrica. En consecuencia, todo indica que la tarifa no debe ser gravada con impuestos destinados a otros fines que no sean los propios servicios eléctricos. Así lo ha entendido el Congreso Nacional al sancionar la Ley de Energía, en la que en uno de sus artículos se dispone que no serán atendidos los préstamos solicitados por provincias o municipios en los que la tarifa esté gravada con fines distintos a la misma industria.

Conviene destacar que la Ley de Energía ha previsto un régimen de financiación de las obras eléctricas por medio de dos fondos eléctricos: el Fondo Nacional de Energía Eléctrica y el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior.

El Fondo Nacional de Energía Eléctrica está destinado a financiar las obras a cargo de la nación, por intermedio de su Empresa Agua y Energía Eléctrica y se constituye como sigue:

a) Con un aporte del Tesoro Nacional que se fijará anualmente.

b) Con el 50 por ciento como mínimo del producto de la recaudación del Fondo Nacional de Energía, pudiendo el Poder Ejecutivo incrementar dicho porcentaje a propuesta de la Secretaría de Energía y Combustibles. (El Fondo Nacional de Energía se forma con el producto de los impuestos a los combustibles derivados del petróleo y constituye la fuente financiera para parte de los planes de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Gas del Estado, Yacimientos Carboníferos Fiscales y, hasta la sanción de la Ley de Energía, de Agua y Energía Eléctrica.)

c) Con las regalías sobre el uso de las fuentes hidráulicas de energía.

d) Con el derecho de importación de la electricidad que en cada caso se establezca por los organismos competentes.

e) Con el recargo de 0.10 pesos argentinos por kilovatio-hora sobre el precio de venta de la electricidad. Queda facultado el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de Energía Eléctrica, para modificar este recargo, no pudiendo exceder del 15 por ciento de dicho precio de venta.

f) Con el producto de la negociación de títulos de la deuda nacional que se emitan con cargo a recursos del Fondo.

g) Con la recaudación, por reembolso y sus intereses, de los préstamos que se hagan de los recursos del Fondo.

h) Con donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.

Del producto de este Fondo se aplica el 80 por ciento para los planes nacionales de Agua y Energía Eléctrica y el 20 por ciento para incrementar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, que a su vez se constituye:



### 5. *Características generales*

El costo medio del kilovatio instalado y la capacidad de distribución con generación termoeléctrica de vapor, es aproximadamente de 45 000 pesos argentinos de 1960, que equivalen a 562.50 dólares (a 80 pesos por dólar).

En la industria de la fabricación y suministro de energía eléctrica, con centrales térmicas argentinas de vapor, el costo fijo es en cifras redondas el 50 por ciento del costo total de producción; el resto se divide por partes iguales para combustibles y para operación y mantenimiento.

En el caso considerado, la energía facturada por año es en promedio 1 882 kWh por usuario y la residencial de 943 kWh.

En la Argentina, en una empresa del estado con capital propio, el costo de la producción de la energía termoeléctrica es en promedio de 2.19 pesos de 1960 por kWh facturado, lo que equivale a 2.75 centavos de dólar también por kWh. Al no corresponder la tarifa a los costos reales, el estado ha de subsidiar a los servicios públicos eléctricos. El elevado déficit o subsidio de explotación, posiblemente alrededor de 2 000 millones de pesos en 1959/60, hay que enjugarlo con emisiones de deuda pública o con impuestos.

## DETERMINACIÓN DEL COSTO DEL KILOVATIO-HORA

### Ensayo para una explotación de servicio público eléctrico con empresas del estado

por Carlos A. Volpi \*

#### 1. Principios básicos

Una empresa del estado dispone de capital propio. En el caso de Agua y Energía Eléctrica, República Argentina, la deuda fue totalmente cancelada en virtud de la ley 15336 (Ley de Energía Eléctrica).

En la explotación no hay beneficio industrial ni déficit.

El capital devenga el interés bancario corriente, constituyendo éste la única ganancia de la empresa, que, por no ser pagado a acreedor alguno, se acredita a una reserva especial y puede invertirse en ampliaciones para cumplir con la obligación de satisfacer la demanda del crecimiento anual normal del consumo en la zona servida.

La empresa debe autofinanciarse con la tarifa de venta de la energía eléctrica, cubriendo totalmente el costo de generación, transmisión y distribución. En términos generales, este costo de producción se considera formado por tres componentes: a) costo fijo, b) combustible, c) operación y mantenimiento.

a) *Costo fijo*: Comprende el servicio financiero del capital, la cuota de renovación para mantener nuevas las instalaciones y equipos, y la formación de una reserva prudencial.

Cuando el capital es propio, el servicio financiero del capital sólo comprende el interés bancario corriente, sin amortización, al no existir deuda; tal es el caso de la Superusina de San Nicolás. En cambio, en la Central Buenos Aires, que se prevé financiar con un préstamo del Banco Mundial a largo plazo, el servicio financiero comprende el interés y la amortización de la deuda que se contrae.

La cuota de renovación, independiente del servicio financiero, es un arbitrio que, a expensas de la tarifa que paga el usuario de la energía, permite mantener nuevas las estructuras e instalaciones y equipos de la empresa del estado; los usuarios, con esta empresa monopolista del estado, forman su patrimonio.

b) *Combustible*: Comprende el costo del combustible y lubricantes que se consumen para la generación de la energía eléctrica.

c) *Operación y mantenimiento*: Comprende el costo de sueldos y salarios del personal empleado en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, incluyendo además los reducidos gastos de materiales y varios para la conservación, mantenimiento y pequeñas reparaciones.

#### 2. Premisas

a) Potencia instalada de una central térmica de 320 000 kW.

b) De esta energía, la mayor parte se destina al principal centro de consumo, que en este ensayo se considera ubicado a 205 km de distancia.

c) Carga máxima enviada al centro de consumo considerado: 200 000 kW.

d) Energía facturada en el año 1959: 800 millones de kWh para el Gran Buenos Aires. (Otros 600 millones fueron vendidos en Rosario, Zárate, etc.)

e) Número de usuarios: 425 000.

f) Número de empleados o agentes: 3 400.

g) Costo del combustible (*fuel oil*): 1 650 pesos argentinos por tonelada (1960).

h) Consumo de calorías por kWh generado: 2 900

i) Costo fijo, interés del capital, cuota de renovación del valor actual de los equipos y reservas de generación, transmisión y distribución: 10 por ciento (valor actual igual a 45 000 pesos argentinos por 320 000 kW, o sea 14 400 millones de pesos argentinos).

j) Empresas del estado.

#### 3. Descomposición del costo del kWh en sus tres etapas de producción

	Pesos argentinos de 1960/kWh	Porcentaje
Costo de generación . . . . .	1.15	52.3
Costo de transmisión . . . . .	0.06	2.7
Costo de distribución . . . . .	0.99	45.0
<b>Costo de producción . . . . .</b>	<b>2.20</b>	<b>100.0</b>

De lo anterior se excluyen gastos generales de dirección, gravámenes y seguros. Si se incluyeran, el costo de producción por kWh se encarecería en 0.50 pesos argentinos, de los que 0.10 corresponden a gastos generales y 0.40 a impuestos y seguros.

#### 4. Descomposición del costo del kWh en sus tres componentes

	Pesos argentinos de 1960/kWh	Porcentaje
Costo fijo . . . . .	1.09	49.6
Combustible . . . . .	0.56	25.5
Operación y mantenimiento <sup>1</sup> . . . . .	0.54	24.9
<b>Costo de producción . . . . .</b>	<b>2.19</b>	<b>100.0</b>

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.44.

<sup>1</sup> El 80 por ciento de este valor corresponde a mano de obra.

en 1960, será de 80 millones en 1970 y de 100 millones en 1980, o sea, un aumento de 2.5 por ciento anual. Este rápido crecimiento de la población brasileña, asociado al continuo mejoramiento del nivel de vida, se está reflejando en el formidable desarrollo de un mercado para aparatos y equipos eléctricos pesados y de un mercado consumidor para toda clase de artefactos y materiales eléctricos. Su fabricación seguirá a un ritmo siempre creciente.

La producción brasileña de equipos y aparatos eléctricos en su conjunto era en 1960 de alrededor de 20 000 millones de cruzeiros al año (en cifras redondas, 110 millones de dólares al cambio libre).

### 1. *Fabricación de mercaderías de consumo y equipo industrial eléctricos*

#### a) *Artefactos para instalaciones eléctricas*

El primer paso en la industria de fabricación de equipo eléctrico se dio poco después del término de la primera guerra mundial, con la producción de artículos de consumo normalmente usados en la instalación eléctrica de las casas y edificios: artículos para canalizaciones, interruptores pequeños, toda clase de productos eléctricos plásticos moldeados, alambres y cables, ampollitas incandescentes, baterías, etc.

En la actualidad, todas las necesidades del país, en este renglón de mercaderías son satisfechas por la industria local.

#### b) *Artefactos eléctricos*

Desde 1940 a 1960, la industria de artefactos se ha desarrollado en forma extraordinaria, a tal punto que Brasil no importa actualmente nada, excepto unas pocas piezas. Entre los artefactos manufactureros dentro del pronóstico de producción de 1960 se cuentan: neveras (235 000), acondicionadores de aire para colocar en ventanas (25 000), planchas (90 000), aspiradoras (65 000), mezcladoras de alimentos (310 000), encendedoras (146 000), ventiladores (100 000), calentadores de agua (34 000), parrillas (9 000), receptores de radio (390 000), receptores de televisión (140 000) y radiofonógrafos (40 000).

Anualmente se fabrican alrededor de 1 200 000 motores eléctricos de diferentes tipos. También se fabrican teléfonos y sus tableros conmutadores.

#### c) *Motores y controles industriales*

El mercado para motores y controles eléctricos industriales es amplio. Comprende aparatos para los diversos tipos de industria, por ejemplo, de productos químicos, fertilizantes, minería, petróleo, papel, acero y transporte.

La fabricación de motores industriales de todos los tamaños y para todos los fines está bien establecida. Varias plantas, entre ellas las dos mayores, con fábricas

en el estado de São Paulo, responden satisfactoriamente a las necesidades del mercado brasileño.

La producción de motores eléctricos industriales de diferentes potencias totaliza en la actualidad unos 2 millones de HP al año (alrededor de 400 000 unidades).

El material y equipo normalmente necesarios en las instalaciones industriales, como elementos de partida y protección de los motores eléctricos, fusibles, desconectores, contactores, tableros de control, paneles y transformadores, son fabricados ahora por la industria nacional.

También se fabrican en Brasil aproximadamente 2 000 equipos soldadores y todos los tipos de electrodos para soldar.

#### d) *Ascensores y grúas puente*

Varias grandes organizaciones fabrican ascensores y escalas mecánicas para todos los tipos de construcciones residenciales y comerciales. Todas sus piezas constitutivas y una gran proporción de las materias primas son de producción brasileña.

En la misma forma, la fabricación de todos los tipos de transportadores y grúas-puente, por parte de varias empresas, se encuentra bien establecida.

#### e) *Equipo de distribución de energía*

La etapa de la industria de la energía eléctrica es la distribución de energía, circunstancia que la pone en contacto directo con la clientela.

La industria manufacturera local satisface completamente, en cantidad y calidad, las necesidades de equipo y aparatos para la construcción de líneas primarias y secundarias de distribución, así como para los sistemas de alumbrado público; por ejemplo, medidores, alambres y cables, aisladores, ferretería, transformadores, etc. Es digno de ser notado que existen alrededor de una docena de compañías manufactureras de transformadores de distribución, y que algunas de ellas también están produciendo transformadores de potencia.

### 2. *Fabricación de aparatos y equipos eléctricos pesados*

#### a) *Equipo para transmisión de energía*

La construcción de torres de acero en Brasil ha acusado un desarrollo notable durante los últimos años, incluyendo la fabricación de líneas de transmisión para 275 kV.

La construcción de líneas de transmisión sobre postes de concreto es muy común en Brasil. Dos líneas de transmisión de 200 kV, una de 270 km de extensión y la otra de 180 km, están actualmente en construcción sobre estructuras de concreto.

Todos los tipos de conductores y de cables de cobre de alto voltaje se fabrican también desde hace muchos años en Brasil.

# SITUACIÓN ACTUAL DE LA INDUSTRIA DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS EN EL BRASIL

por Carlos Berenhauser, Jr.\*

## Introducción

### a) Esfuerzos iniciales

El desenvolvimiento de la economía de cualquier país depende principalmente del desarrollo de su producción de energía eléctrica. Evidentemente, esto exige cantidades siempre crecientes de toda clase de aparatos y equipo eléctricos.

En el caso particular de Brasil, la realización del programa de energía eléctrica no puede llevarse a cabo mediante la sola importación de equipo, razón por la cual el gobierno, desde 1944, ha estimulado sistemáticamente el establecimiento de instalaciones manufactureras en esta industria clave.

Los estudios originales (1914-46), a cargo de la Comisión de la Industria de Material Eléctrico (CIME), fueron continuados por la Comisión Ejecutiva de la Industria de Material Eléctrico (CEIME) y la Comisión de Industria Pesada (CINPE), creadas por el gobierno federal el 4 de abril de 1952 y el 16 de abril de 1955, respectivamente. Estos estudios los continuó en 1956 un grupo de trabajo del Consejo de Desenvolvimiento.<sup>1</sup>

Todas estas comisiones recomendaron unánimemente la necesidad de estimular y promover, en la medida de lo posible, la fabricación en Brasil de una línea completa de aparatos y equipo eléctricos, especialmente en las categorías pesadas.

### b) La situación durante la segunda guerra mundial

Podemos observar que durante la segunda guerra mundial Brasil estaba casi paralizado en el desarrollo de su programa de energía a causa de su dependencia de las importaciones desde América y Europa. Después de la guerra, a pesar de la excelente situación de divisas extranjeras, Brasil no podía aún ser atendido en sus necesidades de energía hasta que los países devastados no hubiesen sido reconstruidos. Se racionó la energía eléctrica en todo el país. La única manera de evitar en el futuro una repetición de esta emergencia es hacer que Brasil dependa más de su propia industria de manufacturas eléctricas.

### c) Progreso reciente

Los esfuerzos de las comisiones antes mencionadas

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.6.2.

<sup>1</sup> El autor del presente documento fue miembro de la CIME y presidente de la CEIME, la CINPE y del grupo de trabajo.

se han traducido en el establecimiento de una creciente industria productora de equipo y aparatos eléctricos. Hasta el presente, las instalaciones de producción se han ampliado en forma considerable, no sólo en cuanto a la calidad del equipo fabricado sino también en el aumento de sus capacidades normales y en la cantidad de tales aparatos.

Durante 1955-60, Brasil, merced a su favorable política de divisas extranjeras y a sus derechos de aduana, ha podido proteger su incipiente industria de manufacturas eléctricas mediante la prohibición de importar equipo, materiales y aparatos de fabricación extranjera y fabricándolos en el país en calidad y cantidad adecuadas. Paradójicamente, en ciertos casos, resultaría más barato importar los artículos. No obstante, a medida que se establezca la competencia y se cancelen los empréstitos de fomento, el costo del equipo eléctrico será rebajado y esto estimulará el desarrollo de otras industrias afines.

### d) Necesidades futuras de energía eléctrica

Los planes, hasta este momento, se han concentrado en la necesidad de mantener el nivel de la demanda de energía eléctrica con el objeto de evitar todo retraso en la solución de los requerimientos económicos básicos del país.

En el cuadro que sigue se expone el crecimiento de la capacidad productora instalada y la producción de energía por habitante desde 1940 a 1960 y los proyectos hasta 1965:

Año	Capacidad instalada (kW)	Producción de energía por habitante (kW)
1940 . . . . .	1 243 877	80
1945 . . . . .	1 342 633	107
1950 . . . . .	1 833 007	153
1955 . . . . .	3 148 489	232
1959 . . . . .	4 063 500	286
1960 . . . . .	4 660 000 a	327
1965 . . . . .	8 000 000 a	490

a Calculado de acuerdo con el programa de electrificación del gobierno federal (Plan de Objetivos). El objetivo primitivamente fijado en 5 millones de kW para 1960 no pudo ser alcanzado a causa de algunos retrasos en ciertos programas individuales. Alrededor de un 20 por ciento de la capacidad instalada de energía es térmica, y, el saldo, hidráulico.

### e) El mercado creciente

Este crecimiento de la energía eléctrica ha causado la expansión de muchas industrias más pequeñas y se está traduciendo en un nivel de vida superior.

La población de Brasil, calculada en 65 millones

gen enormes máquinas-herramientas para su fabricación.

El mercado de la energía eléctrica necesitará aproximadamente 900 MVA de capacidad generadora adicional por año en 1965, en su mayoría unidades de clasificación mediana y grande.

Una industria cuenta en estos momentos con un equipo de grandes máquinas-herramientas capaces de construir generadores de 30 a 85 MVA y 300 a 84 revoluciones por minuto, que serán accionados por turbinas hidráulicas Kaplan, y otros generadores de 50 a 160 MVA y 400 a 139 revoluciones por minuto, accionados por turbinas hidráulicas Francis. Cuatro generadores de 34.5 MVA están en proceso de construcción y otra industria ha incluido las siguientes máquinas rotatorias en su programa de fabricación:

#### *Generadores sincrónicos*

Hasta 150 MVA, en unidades de alta y mediana velocidad y, por consiguiente, menos para unidades de baja velocidad (se trabajará con piezas únicas o conjuntos de 75 toneladas de peso y 15 metros de diámetro).

*Motores y generadores de corriente continua* para servicio especial y pesado, como los que se emplean para accionar elementos auxiliares de trenes laminadores, grúas pesadas, tomos, elevadores, excavadoras, maquinaria para perforación de pozos petrolíferos, cabrestantes y servicios de tracción.

#### *Grandes máquinas sincrónicas rotatorias*

Entre otras, motores sincrónicos, motores especiales de corriente continua y baja velocidad para la impulsión principal de trenes laminadores (hasta 7 000 HP) y cambiadores de frecuencia y condensadores sincrónicos de tamaño mediano y grande.

La construcción de grandes generadores de baja velocidad y condensadores sincrónicos de alta velocidad, grandes motores de corriente continua para usos

especiales (como impulsores de laminadoras de acero) y turbogeneradores, será acometida por una importante firma.

### *3. Materias primas y piezas constitutivas*

La situación de las materias primas, repuestos y piezas constitutivas que necesita la industria manufacturera de equipo eléctrico, ha mejorado últimamente en forma considerable. De acuerdo con estudios hechos por el Consejo de Fomento, sólo es preciso importar las materias primas, repuestos y piezas constitutivas correspondientes a un promedio del 22 por ciento del costo de los aparatos y equipos pesados, en cuyo promedio el cobre representa una fuerte proporción.

El aumento de producción en cantidad y tamaño de las planchas de acero estructural, ejes pesados, piezas de acero fundido, planchas magnéticas, moldes de aluminio, plásticos, porcelana y otros materiales y resinas aislantes reducirá progresivamente las importaciones de materias primas y piezas constitutivas.

### *4. Perspectivas futuras*

Los aspectos sobresalientes expuestos en este informe condensado sobre el estado actual de la fabricación de aparatos y equipo eléctricos en Brasil, demuestran que esta industria clave ha alcanzado un señalado progreso en los últimos cinco años. Sin embargo, existe un número considerable de oportunidades para fabricar otros muchos ítem de equipo y aparatos que todavía es preciso importar.

Al mismo tiempo, a medida que progresa la economía brasileña, la demanda de nuevos productos obligará a la expansión de las plantas existentes e inducirá a nuevas empresas en el campo de la fabricación de equipo eléctrico.

También se fabrican casi todos los tamaños de conductores de aluminio con refuerzo de acero (ACSR), empleados principalmente en líneas de transmisión de alto y extra-alto voltaje (hay en construcción líneas de transmisión de 345 kV, 275 kV y 220 kV, en tanto que ya existen en operación varias de 220 kV), así como todos sus accesorios y ferretería.

En la actualidad la industria local fabrica aisladores para líneas de transmisión y su correspondiente ferretería y accesorios, excepto algún tipo de aisladores y ferretería para líneas de extra-alto voltaje.

#### b) Transformadores de potencia

La fabricación de transformadores de potencia ha tenido últimamente un considerable progreso. En 1956, la subsidiaria local de una firma extranjera resolvió fabricar unidades trifásicas de hasta 50 MVA y 275 kV, mientras otra compañía incluyó la fabricación de transformadores trifásicos autorrefrigerados hasta de 50 MVA y 380 kV (tipo europeo) en el programa de producción para su nueva fábrica.

Las mayores unidades transformadores entregadas hasta 1960 por cada uno de los 6 principales fabricantes son las siguientes:

Transformadores trifásicos, 30 MVA, 220 kV y 58 MVA, 132 kV.

Transformadores monofásicos, 15 MVA, 161 kV y transformador trifásico, 20 MVA, 132 kV.

Transformador trifásico, 5 MVA, 69 kV.

Transformador trifásico, 6 MVA, 69 kV.

Transformador trifásico, 4 MVA, 69 kV.

Transformador trifásico, 5 MVA, 88 kV.

Las compañías mencionadas están fabricando transformadores de potencial y de corriente para los instrumentos de medida y relevadores del mismo voltaje primario que los transformadores de potencia correspondiente.

El mercado brasileño para transformadores de potencia será de aproximadamente 2 500 MVA al año hacia 1965.

#### c) Interruptores de alta tensión

A causa de la gran variedad de piezas requeridas para su fabricación y de la diversidad de tipos normalmente solicitados por el mercado, la manufactura de interruptores de alta tensión, ya sea para uso interno o externo, no ha experimentado el mismo progreso en la fabricación local.

En estos momentos, diversas organizaciones se hallan interesadas en desarrollar la producción de varias clases de interruptores de alta tensión para líneas de distribución.

A título de ejemplo mencionamos:

*Interruptores tipo intemperie*

Tipo de aceite de baja calidad, con capacidades de interrupción intermedias para voltajes entre 34.5 y 161 kV.

Tipos de aire (sin aceite), con capacidades de interrupción elevadas, para voltaje entre 115 kV y 345 kV (normas norteamericanas) o 380 kV (normas europeas).

*Interruptores desconectadores para intemperie*

Unipolares y de operación en grupo, tipos tripolares, para voltajes diversos hasta 345 kV (normas norteamericanas) o 380 kV (normas europeas).

*Pararrayos*

Para diversos voltajes, hasta 345 kV (normas norteamericanas) o 380 kV (normas europeas).

*Equipos interruptores blindados*

Hasta 15 kV, para instalación bajo techo e intemperie.

Ya se están fabricando interruptores de aceite y de aire hasta para 25 kV. También hay en fabricación ciertos tipos de paneles de equipos blindados y tableros de control.

#### d) Equipo productor de energía y equipo rotatorio de grandes dimensiones

La fabricación de elementos para producción de energía eléctrica, incluso de grandes unidades generadoras hidráulicas, es el paso más reciente dado por la industria brasileña de las manufacturas eléctricas pesadas.

Dos compañías están dedicadas a la construcción de calderas de tamaño mediano de hasta 600 libras por pulgada cuadrada, para centrales termoeléctricas y otros fines industriales.

Se está comenzando la fabricación de turbinas de vapor para pequeñas unidades industriales, especialmente para molinos papeleros e ingenios azucareros. Existen varias compañías interesadas en la fabricación de motores diesel para propulsión marina, desde que el gobierno del Brasil está auspiciando un extenso programa de construcciones navieras. Esto estimulará la construcción de motores diesel apropiados para accionar productores de energía eléctrica, muy necesarios en determinadas zonas del país en donde no es posible aprovechar la fuerza hidráulica.

En Brasil, varias maestranzas y talleres de calderas cuentan con grandes máquinas-herramientas adecuadas para la fabricación de compuertas de cámara de carga, compuertas Tainter, cañerías de presión, válvulas, rejas, vigas horizontales de cierre y otros equipos necesarios para la instalación de centrales hidroeléctricas.

Hace tiempo que varias plantas situadas en la parte meridional del país han comenzado la fabricación de pequeñas turbinas hidráulicas.

En fecha más reciente, dos grandes organizaciones se incorporaron a la producción para entregar todos los tipos de accesorios y elementos auxiliares para centrales de fuerza hidráulica y turbinas de tamaño mediano y grande.

La fabricación de grandes generadores de baja velocidad (de 100 a 200 revoluciones por minuto) es de especial importancia para Brasil. Estas unidades exi-

yacimientos de aluminio, estaño, zinc, manganeso, oro, columbio, piedra caliza, mica, grafito, fosfato, uranio, etc. Sin embargo, no se sabe de yacimientos de combustibles fósiles y existen muy pocas posibilidades a este respecto.

### 1. *La industria de la energía eléctrica antes de 1950*

En 1940, Minas poseía una capacidad instalada total de 128 000 kW que en 1950 había alcanzado a 200 000 kW. Durante este período la característica principal de la industria de la energía fue el gran número de pequeñas plantas aisladas que servían a centros de población dispersos y eran atendidas por centenares de pequeñas compañías de servicios públicos, resultado de la dispersión de la población y del bajo índice de capitalización privada. Minas no atrajo el gran volumen de capitales norteamericanos y canadienses y los conocimientos técnicos que llegaron junto con ello y dieron por resultado las grandes redes eléctricas de São Paulo y Río de Janeiro.

La intervención estadual en la industria energética se convirtió en una necesidad y las diversas administraciones estaduais actuaron en este sentido, construyendo primero pequeñas plantas hidroeléctricas, como la de Gafanhoto (13 000 kW) en 1940, y posteriormente, en 1948, acometieron una empresa más ambiciosa, la planta hidroeléctrica de Salto Grande (100 000 kW).

### 2. *El CEMIG: un organismo gubernativo estadual en forma de sociedad anónima*

En 1951, la administración estadual vio claramente que sólo con un esfuerzo concentrado y organizado sería capaz de suministrar la energía requerida por el creciente movimiento de industrialización que sobrevino a continuación de la segunda guerra mundial. Minas resolvió crear una compañía por acciones —Centrais Eléctricas de Minas Gerais S. A. (CEMIG)— organizada como sociedad anónima con preponderancia del capital estadual, pero accesible a los capitales particulares. Esta sociedad controlaría diversas compañías subsidiarias que trabajarían en las distintas regiones.

CEMIG era capaz en esta forma de centralizar la política de electrificación gubernamental y proporcionar la necesaria base técnica y financiera para llevar a la práctica la expansión requerida.

### 3. *Financiamiento del CEMIG*

La legislación estadual dictada entre los años 1951 y 1957 otorgó el CEMIG una cuota del impuesto estadual especial a las ventas y también la reinversión de los dividendos a que el estado tenía derecho como accionista.

La legislación federal brasileña permite una utilidad de 10 por ciento sobre el total de la inversión histórica, y CEMIG, desde su fundación estableció

una política de escalas para alcanzar esta utilidad. Como resultado de esta política, el monto resultante de los dividendos estaduais que habían sido reinvertidos ha demostrado ser una importante fuente de ingresos, y al mismo tiempo se ha estimulado la participación privada, que ha alcanzado valores significativos. No obstante, dentro de las circunstancias actuales no hay mercado en el Brasil para las acciones o bonos de servicios públicos y la participación privada en CEMIG proviene principalmente de dos fuentes: los grandes consumidores industriales y la población de los pueblos y aldeas que necesitan ser atendidos.

Estos recursos de capital han sido complementados con empréstitos a corto plazo por parte del Banco Nacional do Desenvolvimento Económico (BNDE).

Respecto a los fondos de fuentes extranjeras, necesarias para comprar equipo que no se fabrica en el país y para pagar los servicios, gastos y honorarios de los contratistas extranjeros y de las firmas de ingeniería extranjeras, las principales fuentes de fondos han sido el Banco de Exportaciones e Importaciones, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento y el financiamiento por parte de fabricantes norteamericanos y europeos de equipo para redes de energía eléctrica.

### 4. *El plan inicial: una red de 250 000 kW en diez años*

El plan inicial (1951-60) consistía en la construcción de las siguientes plantas hidráulicas: Salto Grande (100 000 kW), Itutinga (50 000 kW), Camargos (45 000 kW), Piau (18 000 kW), Cajuru (7 500 kW), Tronqueiras (3 600 kW), que junto con la existente en Gafanhoto (13 000 kW) y otras plantas menores elevarán la capacidad instalada total a 250 000 kW hacia fines de 1960. (Véase el gráfico I.)

Al mismo tiempo, se construyeron 1 600 kilómetros de líneas de transmisión (13.8 kV a 138 kV) que con las subestaciones respectivas formaban una red interconectada en la región central y dos redes aisladas en torno a la región de Montes Claros y Governador Valladares.

También se construyeron líneas de distribución y, aunque el objetivo principal de esta red era proporcionar energía en bloque a consumidores industriales y a otras empresas de servicio público, aproximadamente 40 pueblos y aldeas cuentan con distribución de bajo voltaje por parte de CEMIG, y hacia fines de 1960 recibirán atención alrededor de 80 000 consumidores.

En el gráfico II se indica la evolución de la producción durante el período 1951-60,<sup>1</sup> tanto para la red CEMIG como para el estado.

Del total de la producción de CEMIG en 1959, 75 por ciento fue absorbido por consumidores industriales (principalmente metalúrgicos), 16 por ciento por otras empresas de servicio público y el resto por

<sup>1</sup> El último trimestre de 1960 está calculado estimativamente.

# FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ESTADO DE MINAS GERAIS

por *Mario Penna Bhering* \*

## Introducción

El estado de Minas Gerais comprende una superficie de 593 000 kilómetros cuadrados, que representa el 7 por ciento del territorio del Brasil y supera ligeramente la extensión territorial de Francia. Su población actual está calculada en 9 millones de habitantes, concentrados en su mayoría en su región central-sur. (Véase el gráfico I.)

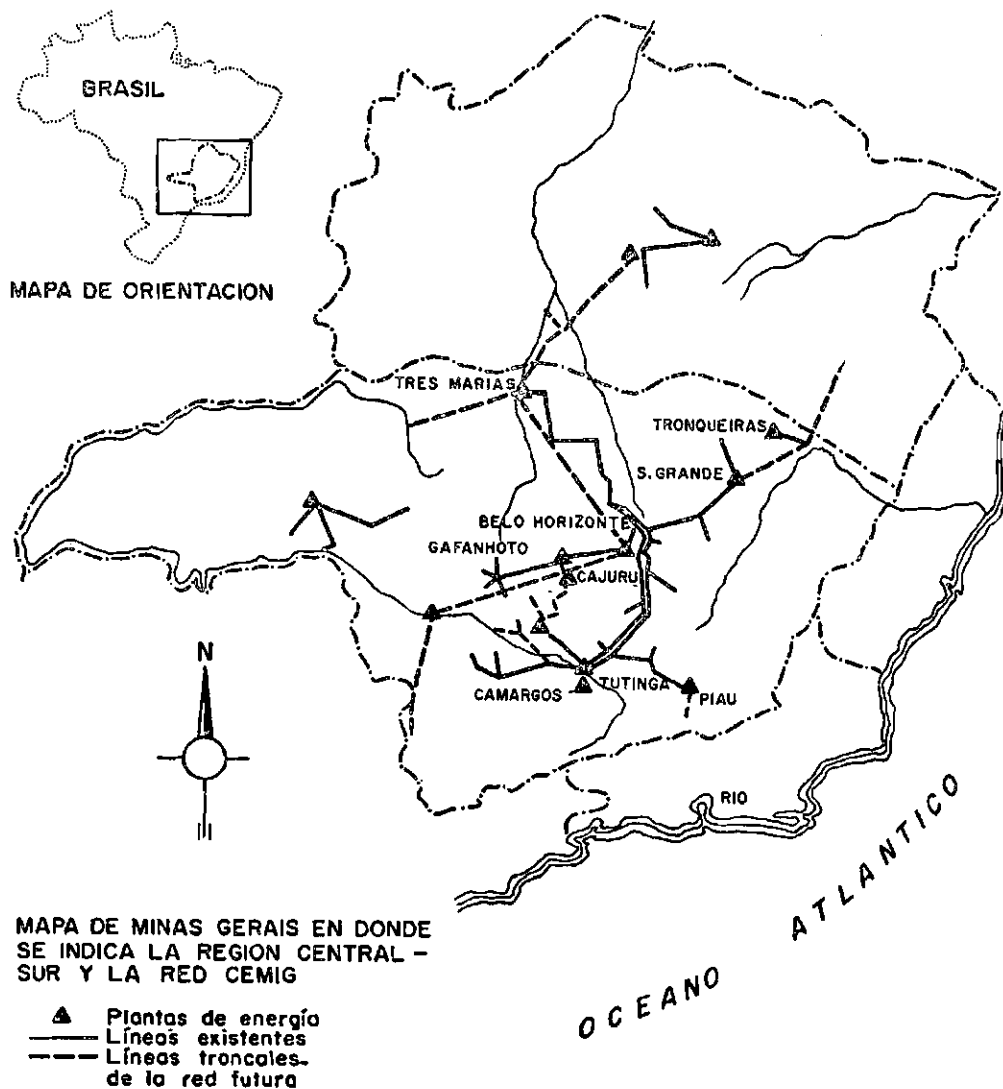
Este estado tiene el 57 por ciento de su superficie situado a una altura superior a los 600 metros y su

avenamiento se efectúa por medio de trece hoyas hidrográficas que descienden hasta el Atlántico, siendo las mayores las del São Francisco (248 600 kilómetros cuadrados), Grande-Paraná (145 500 kilómetros cuadrados) y Doce (75 200 kilómetros cuadrados). El potencial hidroeléctrico económico de Minas está calculado en 10 millones de kW.

El nombre del estado define sus características: es realmente el estado de las minas generales. Las mayores reservas brasileñas de mineral de hierro están concentradas en Minas (calculándose las en 25 000 millones de toneladas) y posee también otros valiosos

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.36.

Gráfico I





## 6. Evolución del mercado de energía durante el decenio 1951-60

Las condiciones para un rápido desarrollo de las industrias básicas que existían en el estado y se mantenían latentes por falta de energía eléctrica, cobraron vida en 1955 cuando fueron puestas en marcha las primeras nuevas plantas.

Las plantas de reducción de acero eléctrico, plantas de aleaciones ferrosas, plantas de aluminio y fábricas de cemento, absorbieron, de allí en adelante, un cincuenta por ciento de la energía producida. Al mismo tiempo, la producción en el país de refrigeradores, radios, televisores y otros artefactos abrió en las pequeñas ciudades y aldeas nuevos horizontes hacia un mejor nivel de vida.

Aun con el aumento de producción de CEMIG desde 150 millones de kWh en 1955 a 1 000 millones de kWh en 1960, es decir más de siete veces en cinco años, la presión de la creciente demanda nunca ha cesado.

Las exigencias de nuevos grandes consumidores con elevadas cargas conectadas del orden de los 20 000 kW para una fábrica de automóviles, 20 000 kW para una planta laminadora de zinc electrolítico, 60 000 kW para una planta laminadora de acero con capacidad para 500 000 toneladas anuales, y 150 000 kW para tres plantas reductoras de aluminio, obligaron al CEMIG a reconsiderar las proporciones y alcance del plan de electrificación y resolver el diseño y construcción de plantas hidroeléctricas casi diez veces el tamaño medio de las anteriores; por ejemplo Furnas, en el Río Grande con 1 100 000 kW de capacidad definitiva y Tres Mariás, sobre el río São Francisco, con 520 000 kW de capacidad definitiva.

Como el costo de estas grandes centrales estaba por encima de las posibilidades del CEMIG individualmente considerado, se estudiaron asociaciones con otras entidades, llegándose como resultado a los siguientes convenios:

### a) Furnas

Se formó una sociedad anónima aparte —la Central Eléctrica de Furnas S. A.— bajo control del gobierno federal y contando entre sus accionistas principales a la São Paulo Light, el estado de São Paulo a través de la Cía. Hidroeléctrica de Río Pardo y el estado de Minas Gerais a través del CEMIG. La Central Eléctrica de Furnas inició la construcción de la explotación Furnas en 1958 y espera poner en servicio la primera etapa, que consiste en cuatro unidades de 137 000 kW cada una hacia 1963.

La energía será entregada a 138 kV en las subestaciones reductoras que enlazarán la red de alto voltaje de Furnas con las redes de São Paulo Light, CHERP y CEMIG.

La mitad de la producción de Furnas será entregada en bloque al CEMIG, para que éste la distribuya

en su red. La otra mitad será entregada a São Paulo Light y CHERP.

### b) Tres Mariás

Se concretó un convenio con la autoridad federal de la Comisión del Valle de São Francisco (CVSF), mediante el cual esta última erigirá un dique de utilidad múltiple (para mejoramiento de la navegación y para control de caudales) en el alto San Francisco y CEMIG edificará una planta al pie de la represa. El CEMIG fue nombrado contratista general del total del proyecto que se comenzó a poner en ejecución en 1957. Las primeras cuatro unidades de 65 000 kW cada una se programaron para comenzar a funcionar en el período 1961-63.

## 7. Evolución de las industrias manufactureras y de la construcción en Brasil durante el decenio 1951-60

Después de haber comenzado con la producción de cables, bombillas eléctricas, transformadores de distribución y medidores de kWh, esta industria se encuentra actualmente en situación de proporcionar casi toda la gama de equipo necesario para un proyecto eléctrico término medio, hasta alrededor de 20 000 kW, y muchas de las piezas para las plantas de mayor tamaño.

Casi todos los tipos de compuertas y válvulas hidráulicas, turbinas, grúas-puente, bombas y otro equipo mecánico, pueden ya en nuestros días producirse localmente.

En el ramo eléctrico, también se pueden producir grandes generadores de rueda de paletas, transformadores hasta de 275 kV, interruptores y disyuntores hasta de 69 kV, y existen planes para alcanzar pronto voltajes más elevados.

También se están produciendo conductores del tipo ACSR o cables aislados de alto voltaje, aisladores de porcelana y de vidrio, torres de transmisión, quincajería y guarniciones.

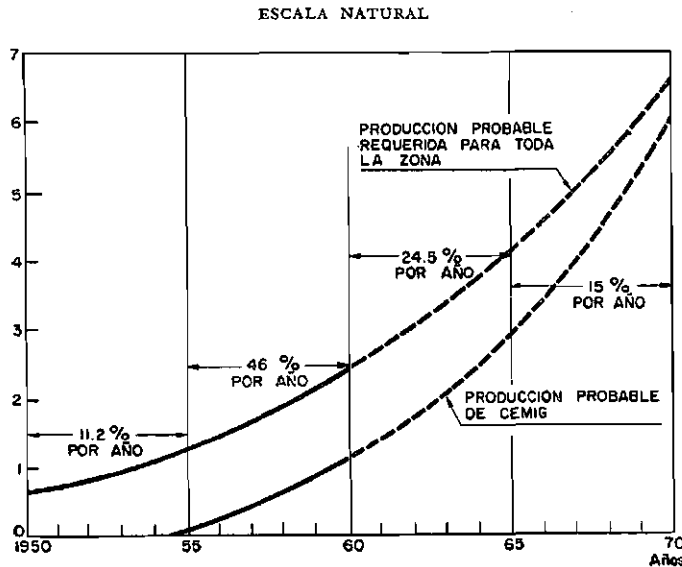
La industria brasileña suministra ahora casi enteramente otros tipos de equipo que se emplean en la industria de la energía eléctrica, como vehículos, planta de construcción, máquinas-herramientas, etc.

Este progreso de la industria manufacturera también se ha alcanzado en la ingeniería y la construcción. Grandes firmas, dotadas de personal experimentado y una adecuada planta de construcción, son capaces hoy de abordar casi cualquier tipo de problemas de construcción y de ingeniería en el campo de la energía eléctrica. Algunas de estas compañías son netamente brasileñas, y otras son asociaciones de firmas locales y extranjeras que operan como sociedades anónimas brasileñas.

Por otra parte, el propio CEMIG formó un experimentado grupo de ingenieros capaces de diseñar y montar líneas, subestaciones, casa de fuerza y represas y, llegado el caso, de construir cualquiera de estos elementos directamente.

Gráfico II

TENDENCIAS DE PRODUCCIÓN PARA LA REGIÓN CENTRAL-SUR DE MINAS GERAIS Y CEMIG



consumidores de las categorías residencial, comercial y otras.

5. Costo del plan original

La red de 250 000 kW costó 5 654 millones de cruceros más 30 075 000 dólares. Considerando el valor en 1960 de la moneda local,<sup>2</sup> los valores correctos deberían ser 450 millones de cruceros más 30 075 000 dólares en el supuesto de que el dólar no se haya depreciado.

Los valores corregidos son:

	Dólares
Costo en moneda local . . . . .	47 000 000
Costo en moneda extranjera . . . . .	30 075 000
<b>Total . . . . .</b>	<b>77 075 000</b>

Los costos resultantes por kW instalado fueron:

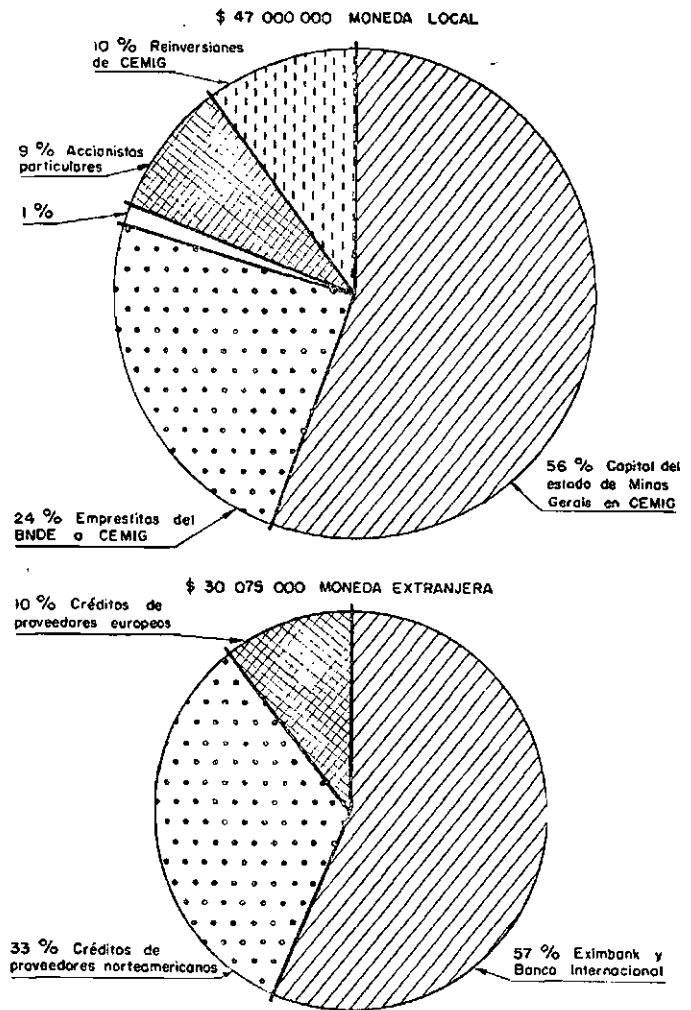
	Dólares	Por ciento
Producción . . . . .	210	68
Transmisión y distribución . . . . .	100	32
<b>Total. . . . .</b>	<b>310</b>	<b>100</b>

La inversión en producción es relativamente elevada si se la compara con la transmisión y distribución, y se debe a que existen relativamente pocos consumidores industriales grandes que absorban el grueso de la energía, y un número relativamente pequeño de consumidores residenciales.

La fuente de los fondos está ilustrada en el gráfico

<sup>2</sup> La tasa media de cambio durante el período 1951-60 fue de 120 cruceros por dólar. El valor de 1960 fue calculado a 180 cruceros por dólar.

Gráfico III



co III, en el cual destacan dos puntos inmediatamente: a) la preponderancia del capital estadual en los fondos locales, como resultado del producto de las ventas mencionadas más arriba, y b) el valioso aporte del Banco de Exportaciones e Importaciones y del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento.

Los fondos extranjeros fueron utilizados en las siguientes proporciones:

	Por ciento
Planta de energía . . . . .	52.67
Línea de transmisión . . . . .	13.80
Subestaciones . . . . .	13.98
Distribución . . . . .	2.13
Servicios y gastos . . . . .	6.02
Equipo de construcción . . . . .	9.80
Otros equipos . . . . .	1.60
<b>Total. . . . .</b>	<b>100.00</b>

Puede observarse que el grueso del equipo de producción, transmisión, subestaciones y construcción fue financiado con fondos extranjeros, en tanto que la industria nacional proporcionó principalmente equipo de distribución, como transformadores, cables, medidores, artefactos de iluminación, etc.

Respecto a Tres Mariás, se han concluido contratos pagaderos a plazos entre 5 y 10 años con los más importantes proveedores de equipo, por un total de 1.6 millones de dólares. En esta forma, se puede decir que se han obtenido 60 millones de dólares faltando solamente los 19.1 millones necesarios para completar el total de 79.7 millones. Durante el decenio esto constituye un promedio de solamente alrededor de dos millones de dólares al año y no presenta problemas especiales de financiamiento.

El verdadero problema no será, por consiguiente, la porción en divisas extranjeras, sino la porción en cruceros, estimada en 36 200 millones de cruceros, o 600 millones de dólares. La inversión media requerida será de 20 millones de dólares anuales.

Sobre la base de las condiciones vigentes en 1960 se podría suponer que el CEMIG estará en situación de reunir aproximadamente 65 millones de dólares a lo largo de los próximos 10 años con el producto del impuesto de electrificación y las reinversiones basadas en la utilidad máxima permitida (diez por ciento, como se dijo anteriormente).

Por otra parte, Furnas, con recursos provenientes del Fondo Federal de Electrificación, complementadas con empréstitos a largo plazo por parte del BNDE, podría reunir aproximadamente 60 millones de dólares.

Considerando las asignaciones federales para Tres Mariás juntamente con el aporte del BNDE, que hacen un total de 30 millones de dólares, quedaría un saldo por reunir del orden de los 45 millones de dólares. De esta cantidad, cerca de 30 millones de dólares

se tomó como el costo del programa de expansión del CEMIG la cantidad de 29 millones de dólares, que representa la mitad de los 58 millones y corresponde a la instalación de 250 000 kW.

representan costos de fabricación del equipo que anteriormente se importaba y ahora se produce en el país, y del personal especializado de ingeniería y de construcción que de ahora en adelante será suministrado en forma amplia por firmas locales.

Esta situación es la misma en relación a la expansión del suministro de energía en otras regiones del país. Al igual que cualquier otro país en la misma etapa de desarrollo económico, el Brasil necesitará por muchos años la ayuda del financiamiento externo. Sin embargo, como se indicó más arriba, en los últimos diez años este país comenzó la producción de equipo y mercaderías que anteriormente se producían fuera de él. Por esta razón, el tipo de empréstito en moneda extranjera que será requerido para futura expansión de la industria de la energía no deberá ser, hasta este momento, para "uso exclusivo fuera del país". Los nuevos empréstitos externos deberán contener una disposición para que se emplee parte de los fondos en compras en la industria local.

Desde que un gran número de fabricantes de equipo para energía establecidos en el Brasil son subsidiarios de grandes firmas norteamericanas y europeas o bien están asociados con ellas en alguna forma, sería posible estudiar la posibilidad de fabricar los componentes usando una parte del empréstito externo para compras en el exterior y la otra parte para adquirir los elementos fabricados en el país, además de su montaje y ensayo.

Esta directiva será un importante paso para ayudar a la expansión del suministro de energía eléctrica en el país y algo muy lógico ya que el Brasil está, al igual que muchas otras naciones latinoamericanas, entrando a una nueva fase de su desarrollo económico.

## 8. Pronóstico para el decenio 1961-70

Estudiando el mercado de energía se puede pronosticar que, durante el primer quinquenio (1961-65), el crecimiento continuará a una tasa acumulativa de aproximadamente 24.5 anual. (Véase de nuevo el gráfico II). La producción requerida debería crecer desde 1 000 millones de kWh al año a 3 000 millones. De ahí en adelante, sobre la base de un 15 por ciento acumulativo anual, la energía requerida hacia 1970 deberá sobrepasar los 6 000 millones kWh por año, lo que corresponde a una capacidad instalada de aproximadamente 1 100 000 kWh. Se calcula que por ese tiempo el 90 por ciento de la zona central-sur del estado será abastecido por CEMIG.

La producción en el período 1961-65 será entregada casi totalmente por cuatro unidades de Tres Mariás y dos de Furnas, con una capacidad de 535 000 kW.

La producción para el período 1965-70 será proporcionada principalmente por la duplicación de las mismas plantas.

### 9. Costo de la expansión de la producción de la red de energía de 250 000 kW a 1 350 000 kW

#### a) Red de generación y de alto voltaje

i) *Tres Mariás*. El costo definitivo de esta planta, comprendiendo el embalse, planta de energía con 8 unidades de 65 000 kW cada una, dos líneas de 300 kV de 250 kilómetros de extensión, subestación reductora (300/138 kV), se calcula en 38 200 000 dólares más 11 200 millones de cruzeiros. Sobre esta base, el costo por kW en el colector de 138 kV de la estación reductora sería de aproximadamente 193 dólares por kW. Para los fines del presente documento se supuso que dos generadores y dos grupos de transformadores principales serían fabricados en el país, así como la totalidad de los materiales y equipo necesarios para el segundo circuito de transmisión de 300 kV.

ii) *Furnas*. La primera etapa de esta planta, correspondiente a la instalación de cuatro unidades con una capacidad en conjunto de 550 000 kW, se calculó al costo de 1960, en 58 millones de dólares más 16 000 millones de cruzeiros. El costo definitivo debe ser 83 millones de dólares más 26 000 millones de cruzeiros, suponiendo que los grupos de transformadores principales, el material para la línea de transmisión y los transformadores de subestación fuesen fabricados en Brasil.

El costo resultante por kW instalado en el lado de 138 kV de las estaciones reductoras sería de 207 dólares; considerando la mitad del costo de Furnas como la cuota asignada para el abastecimiento del estado de Minas Gerais, resultan 41.5 millones de dólares más 13 000 millones de cruzeiros.

Es necesario señalar que ni los costos de Tres Mariás ni de Furnas indicados más arriba están a cargo

del CEMIG, ya que el gobierno federal financia una fuerte proporción de ambos.

El costo total de la red de producción y de voltaje extraelevado será entonces de 79.7 millones de dólares más 24 200 millones de cruzeiros, siendo el costo conjunto a la tasa de cambio de 1960, 212.7 millones de dólares, o sea 38 000 millones de cruzeiros.

#### b) Subtransmisión y distribución

Los estudios de mercado indican que hacia 1970 la mayoría de los pueblos y aldeas situados en la región central-sur de Minas y algunos de la región septentrional serán abastecidos por la nueva red.

Se prevé que aproximadamente 150 000 nuevos consumidores serán abastecidos a través de las empresas de servicio público existentes que adquirirán energía en bloque de CEMIG, y que 350 000 serán atendidos directamente por esta empresa. El costo total de la red de subtransmisión (138 kV, 69 kV, 33 kV y 13.8 kV), comprendiendo subestaciones y redes de distribución, ha sido estimado en 67 millones de dólares o 12 000 millones de cruzeiros a la tasa de 1960. Esta cantidad representará casi totalmente costos en cruzeiros, ya que la industria local está, o estará en breve, en condiciones de proporcionar el equipo requerido y la ingeniería y construcción estarán también a cargo de empresas locales. Resumiendo, la adición de 1.1 millones de kW planificada para el decenio 1961-70 deberá costar:

	<i>Millones de dólares</i>
Moneda local . . . . .	200
Moneda extranjera . . . . .	79.7
<i>Total</i> . . . . .	<u>279.7</u>

lo que equivale a 50 000 millones de cruzeiros.

El costo resultante por kW será aproximadamente de 263 dólares, lo que indica la economía considerable que es posible obtener con las plantas de gran tamaño en comparación con las plantas de tamaño pequeño construidas durante la última década. La nueva red tendrá también una densidad mayor de líneas de transmisión.

### 10. Fuente de fondos para la expansión de 1 100 000 kW

De los 79.7 millones de dólares requeridos en divisas extranjeras para proporcionar lo necesario para la expansión, ya está asegurada la mayor parte.

En efecto, el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento ha concedido un gran empréstito para la construcción de Furnas, de cuyo monto 29 millones de dólares han sido asignados en este estudio.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> El empréstito por un total de 73 millones de dólares puede ser dividido en 58 millones para equipo y servicios, y el resto corresponde a gastos financieros. Para todos los fines del presente documento, se

afectar la economía del país. A través de este Plan se coordinan las labores de las empresas particulares y municipales con las estatales. El ICE resuelve la conveniencia o inconveniencia de la construcción de nuevas obras, considerando en todo caso el mayor beneficio nacional. Funcionamiento, básicamente, del Instituto Costarricense de Electricidad, cuya organización ha hecho posible la función reguladora, con fuerza de ley, de las actividades de las diversas empresas que suministran energía eléctrica a los consumidores del país. La influencia de este organismo se ha proyectado en el mejoramiento práctico de las instalaciones, en el desarrollo y en su planeamiento futuro.

El organismo regulador de las empresas eléctricas es el Servicio Nacional de Electricidad (Ley 258, de 18 de agosto de 1941), que originalmente fue creado para servir funciones de desarrollo (Ley 77, de 2 de agosto de 1928), pero que en la actualidad se limita a administrar la Ley de Aguas (Nº 14 de 31 de agosto de 1910) y a ejercer sus funciones reguladoras. Es el Instituto Costarricense de Electricidad el que tiene a cargo las funciones básicas del desarrollo y explotación de los sistemas eléctricos del país. Su función responde a un viejo anhelo nacional de que sea el estado el que se ocupe de desarrollar las fuentes de producción de energía. Este anhelo nacional dio un paso importante en el año 1938 al ser promulgada la ley que decretó la nacionalización de las empresas eléctricas. Sin embargo, en su sentido literal, esta ley no ha tenido hasta ahora cabal cumplimiento. La Ley del Servicio Nacional de Electricidad señala a este organismo, entre otras responsabilidades, las de fijar las tarifas, precios y condiciones aplicables a los servicios eléctricos, con supeditación al principio del servicio al costo, permitiendo al capital invertido un rédito justo anual. Dentro del principio del servicio al costo, forman parte de los costos de producción los renglones siguientes: costos de operación, mantenimiento y administración; impuestos, seguros y tasas; cargos de recobro de capital o depreciación; intereses sobre el capital en préstamo; tanto por ciento sobre el capital neto invertido para desarrollo (en el caso de empresas estatales o municipales), para utilidad (si se trata de empresas privadas). Los reajustes tarifarios se efectúan siempre que, fijadas las entradas brutas de las empresas en un período (puede ser de uno o de cuatro años) éstas resultaron más altas o más bajas a determinado porcentaje que los costos de producción establecidos. Al tomar en cuenta el porcentaje de déficit o de superávit, se sigue un criterio de la mayor amplitud posible, a fin de atenuar la incidencia de las tarifas sobre la economía de los consumidores, cuando se trata de decretar algún aumento de las mismas. Para establecer los costos que determinan la fijación de los niveles tarifarios, en lo que al ICE concierne, se toman en cuenta los datos correspondientes a los sistemas siguientes: Sistema generador-transmisor o Sistema Interconectado y Sistema de Distribución. El primero entrega energía en bloque a las empresas distribuidoras para que éstas comple-

menten su propia producción y cubran las necesidades de los consumidores al detalle. Entre estas empresas figura la del ICE mismo, que compra energía al sistema primario. El segundo sistema sirve a un número considerable de poblaciones y complementa la energía que éstas reciben de pequeñas plantas generadoras que operan para su propio servicio.

Las instalaciones de generación del sistema primario del ICE están formadas por las plantas hidroeléctricas de "La Garita" y diesel-eléctrica de "Colima" con una capacidad instalada total de 52 350 kVA. La primera se encuentra en operación desde 1958 y es la planta de mayor capacidad del país y técnicamente la más moderna. La segunda, es la planta térmica de mayor capacidad y la que reúne las características adecuadas para operar como complemento térmico del sistema hidráulico nacional. La planta de "Colima" está siendo ampliada con dos nuevas unidades de 4 000 kW cada una. Opera con cuatro unidades que totalizan 14 850 kW. Las subestaciones complementarias son de 138 kV/33 kV y totalizan 92 500 kVA. Las líneas de transmisión comprenden 16 distintas líneas trifásicas que totalizan 30.5 km de 138 kV y 123 km de líneas de 33 kV. El costo total de construcción del sistema alcanza a 101 537 000 colones equivalentes a 17 910 000 dólares. Corresponde a costos directos el 67.7 por ciento y a indirectos el 32.3 por ciento. La ingeniería de los proyectos de campo y oficina representa el 6.15 por ciento, valor muy bajo que refleja la utilización lograda por los técnicos del país. Los gastos administrativos generales que carga el ICE representan el 4.4 por ciento del costo total de las obras. Los gastos financieros correspondientes exclusivamente a intereses pagados durante la construcción representan el 5.6 por ciento del total de las obras. Las leyes de trabajo y otros beneficios obreros representan el 30 por ciento del costo de la mano de obra y comprenden las obligaciones legales que el ICE debe cumplir como patrón, incluyendo alojamiento y comida durante la construcción de las obras, seguro de enfermedad, salarios extraordinarios de Navidad, prestaciones de cesantía, seguro de riesgos profesionales y preaviso. Los gastos de operación y mantenimiento forman el 31.6 por ciento de los costos de producción. A la fecha de este informe se carga el 50 por ciento del total de los gastos de administración central a inversiones y el 50 por ciento a operación. El porcentaje promedio de depreciación del sistema primario representa el 2.73 por ciento anual del costo de las obras. Con respecto a los costos de producción totales, representa el 23.2 por ciento. Los únicos impuestos que paga el ICE son los correspondientes al canon semestral a beneficio del Servicio Nacional de Electricidad, en proporción a la capacidad instalada. Los impuestos y seguros representan un porcentaje del 4.5 por ciento de los costos totales de producción. El fondo de desarrollo, calculado sobre un 7.5 por ciento anual del patrimonio, representa el 33.3 por ciento de los costos y su producción se destina íntegramente a cubrir gastos locales de las nuevas in-

## FORMACIÓN DE LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN EN COSTA RICA

por el *Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)* \*

Existe una relación directa entre altos consumos de energía y bajos precios de la misma. Las tendencias del desarrollo de la electrificación de algunos países de América Latina pueden explicarse a través de esta relación inversamente considerada. Por lo general, los altos precios de la energía vigentes en tales países tienden a frenar la obtención de niveles de electrificación adecuados a las etapas de su desarrollo económico. Los precios de la energía, sin embargo, están condicionados por una serie de factores inmodificables que determinan, junto con la disponibilidad de recursos hidroeléctricos económicamente explotables y la concentración del mercado, una proporción muy elevada de los costos de producción. Pueden considerarse también otros factores influyentes, tales como las orientaciones de la política nacional y de los sistemas de electrificación que sean seguidos. La generalización del método de medir el grado de eficiencia de la administración de las empresas, de la ejecución y operación de las obras, por la comparación de los costos finales de producción, aun cuando este tipo de comparación no se efectúa con sujeción a patrones uniformes, ha sido un factor de importancia en el desarrollo de la electrificación en nuestros países. Especialmente, cuando durante su formación los organismos estatales de estructura autónoma (caso concreto del ICE) encuentran obstáculos por efectos de la incompreensión pública de las funciones y finalidades que cumplen, y son expuestos a sufrir trastornos nocivos al desarrollo de la electrificación. Ello sugiere la conveniencia de llegar a establecer patrones internacionales de comparación que permitan medir normalmente la eficiencia de las gestiones que dichos organismos realizan en el proceso de la electrificación.

La capacidad instalada en Costa Rica (98 vatios por habitante y 343 kWh de producción anual) es la más alta de la región centroamericana, y casi el doble de la de Panamá, que es el país que le sigue en grado de electrificación. La comparación del consumo por usuario eléctrico con el ingreso promedio de los kWh vendidos, señala una diferencia de precios que origina los altos consumos que tiene el país. Estos precios representan un valor promedio bastante adecuado a los costos de la energía, con fluctuaciones máximas del 70 por ciento, según las empresas de que se trate. El país está servido por empresas privadas, empresas municipales y el ICE, que es el organismo responsable del desarrollo de la electrificación en Costa Rica en su carácter de entidad autónoma del estado. Los bajos

precios señalados son el resultado de factores como los mencionados a continuación: las áreas servidas son las de alta densidad de consumo; abundancia de recursos hidráulicos de explotación favorable por su ubicación próxima a los centros de consumo, lo que contribuye a reducir los costos del sistema de transmisión y las pérdidas de energía; elevado nivel cultural del país, que favorece consumos intensivos de energía, los cuales se reflejan a su vez en tarifas ventajosas para los consumidores (el 72 por ciento de la producción total de 1959 fue absorbida por el sector residencial); distribución bastante adecuada del ingreso nacional, que permite el uso de la energía a un alto número de consumidores; combinación de la generación hidráulica y de la generación térmica complementaria, que reduce los costos y permite, por una parte, un mejor uso del agua disponible de los ríos y por la otra, la selección de las centrales térmicas necesarias de acuerdo con el Plan de Electrificación del país; adaptación de las instalaciones a las normas de calidad requeridas por el servicio y por el ritmo de crecimiento de la demanda, lo que ha evitado grandes inversiones en el pasado, sin perjudicar el desarrollo de la incipiente industria nacional; integración de los servicios en la zona central del país, la cual ha sido prevista en condiciones de extensión a la mayor parte del territorio de Costa Rica en los próximos años y también para hacer posible la construcción de instalaciones de generación de mayor capacidad, que reducen las inversiones por este mismo hecho y, consecuentemente, los costos de producción.

El resultado de estas previsiones del ICE se puede apreciar en el incremento de inversiones en instalaciones más confiables, las cuales están influyendo en el mejoramiento de la calidad de los servicios y en su extensión a nuevas regiones del país. Interconexión de los sistemas particulares con los municipales y los del Instituto Costarricense de Electricidad, que ha contribuido a la obtención de resultados muy satisfactorios en los servicios. Establecimiento de tarifas que, dentro de límites prudenciales, recargan los costos mayores sobre zonas de altos consumos en beneficio de las que tienen consumos bajos. Este procedimiento es un factor de desarrollo del mercado que facilita la operación de cubrir en corto tiempo los costos de cada zona, poniendo término así al sistema de subsidios de una zonas sobre otras y favoreciendo al mismo tiempo la extensión del uso de la electricidad. Existencia de un Plan de Electrificación Nacional administrado por el ICE, que garantiza el desarrollo continuo de la electrificación y evita duplicidades y lagunas que puedan

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.54.

## LA POLÍTICA DE TARIFAS Y SU INFLUENCIA EN LA ELECTRIFICACIÓN

por Jorge Mandas Chacón, Henry E. McGhie Boyd y Antonio Fernández Ramírez \*

### 1. Garantía para el suministrador y el usuario

La máxima garantía con que cuentan los usuarios de un servicio público, de que éste les sea suministrado bajo el principio de servicio al costo, se obtiene cuando su aplicación depende de un organismo distinto del que lo suministra, con suficiente autonomía funcional para su aplicación y control.

La generalización en América de organismos específicos para esa finalidad es de incuestionable conveniencia. El intercambio de información de entidades de este tipo contribuiría eficazmente a su perfeccionamiento, y a la evolución en la aplicación de los principios, con incalculables beneficios para todos los países interesados.

Consecuentemente, conviene apuntar la conveniencia de que los países que carecen de este tipo de entidades estudien la posibilidad de su incorporación como norma jurídica. La legislación que vendría como consecuencia tendría la virtud de delinear claramente los alcances de la fijación de tarifas bajo el principio de servicio al costo y llegaría a promover la confianza de los usuarios y la estabilidad justa de las empresas.

El público sabría que las modificaciones de tarifas que se hicieron necesarias, obedecerían en todos los casos a consideraciones de orden técnico, siendo los nuevos precios un reflejo de la alteración en las bases de evaluación económica en que descansó la fijación original.

Por otra parte, las diferencias que se presentan en cada ejercicio económico entre la recaudación total efectuada por las empresas y el total de los costos de producción, no perjudican ni a la empresa ni al usuario, toda vez que la práctica es la de aplicar a una cuenta de déficit los faltantes de recaudación, o a una cuenta de superávit los excesos, déficit o superávit que han de ser absorbidos en un tiempo prudencial por medio de los ajustes necesarios en las subsiguientes fijaciones de tarifas.

Desde luego, la creación y el funcionamiento de un organismo de ese tipo, demanda erogaciones. La experiencia en Costa Rica es que tales desembolsos son relativamente bajos, y que a causa de la garantía y seguridad que representa para los usuarios de la energía eléctrica, este costo de la función reguladora debe figurar entre los costos de la producción eléctrica, y en efecto así se ha hecho en este país. Su presupuesto anual se cubre con cánones pagados semestralmente por las empresas productoras de energía, los cuales son proporcionales a la capacidad instalada.

### 2. Enunciación de principios básicos

Acorde con estas ideas creemos que una enunciación de las bases para un organismo regulador en el aspecto tarifario debería contener los siguientes puntos:

a) El organismo regulador procurará que las tarifas, precios y condiciones que se aplican a los servicios de energía eléctrica sean los más favorables para el público consumidor, dentro del principio de servicio al costo que se tratará de establecer hasta donde fuere posible, permitiendo al capital invertido un rédito anual justo. Con tal objeto se le faculta para establecer normas variables de tarifas eléctricas o para el ajuste de las mismas, conforme se alteren las condiciones económicas que afecten el costo de tales servicios de utilidad pública.

b) Se reajustarán las tarifas de cualquier empresa suministradora de energía, siempre que, hecha una fijación, las entradas brutas de la empresa, durante un ejercicio económico, agregados el déficit o superávit acumulados, resultaren más bajas o más altas en determinado porcentaje (5 por ciento aproximadamente en Costa Rica) que la suma de los siguientes renglones:

- i) costos de operación y mantenimiento;
- ii) impuestos y seguros;
- iii) intereses pagados;
- iv) porcentaje justo por concepto de depreciación anual;
- v) cánones pagados al organismo regulador;
- vi) costo de la energía comprada a otras empresas;
- vii) tanto por ciento sobre el capital neto invertido que establecerá el organismo regulador para fondo de desarrollo en el caso de que se trate de una empresa privada.

Conviene apuntar la conveniencia de que el porcentaje de déficit o superávit que cause una modificación de la tarifa sea lo suficientemente amplio para procurar cierta estabilidad en las tarifas, pero no tanto como para que en los casos en que concurren las circunstancias que justifiquen una modificación tarifaria, ésta sea muy apreciable, con el objeto de atenuar en lo posible la incidencia de las tarifas en la economía de los consumidores, cuando el ajuste necesario requiera decretar un aumento.

### 3. Organización del ente regulador

La aplicación de las ideas enunciadas requiere que el organismo regulador tenga determinadas características básicas en su constitución. Deberá tener independencia funcional y administrativa, autoridad para la

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.141.

versiones para hacer frente a la demanda de energía del país. El porcentaje de desarrollo está calculado para financiar el 50 por ciento de las obras y está asegurado el financiamiento del faltante en moneda extranjera. La generación anual produce un factor de utilización del 63.5 por ciento a base del factor de potencia promedio del 85 por ciento. La producción térmica representa sólo el 7.7 por ciento del total de producción. Las pérdidas de energía se estiman en un 2.9 por ciento de la energía generada.

El sistema de distribución del ICE sirve a 20 000 consumidores aproximadamente, con un consumo promedio anual del orden de los 2 762 kWh y una demanda máxima promedio de 0.69 kW. La generación se obtiene de 9 plantas, 5 hidroeléctricas y 4 diesel-eléctricas, las cuales resultan insuficientes para abastecer las necesidades crecientes de energía. Esto obliga a comprar la energía faltante al Sistema Primario del propio Instituto. Las líneas de transmisión que unen las diversas instalaciones del sistema de distribución tienen una longitud de 217 km y una capacidad instalada en subestaciones de 26 416 kVA. La dispersión de las poblaciones servidas y el estado físico bastante deteriorado de la mayoría de las instalaciones, el cual obliga a la ejecución constante de una obra de mantenimiento, son factores que influyen en cierto encarecimiento de los servicios de la región. Los datos básicos para determinar los costos de producción en este

sistema se pueden resumir en los términos siguientes: gastos de operación y mantenimiento, 76.1 por ciento (porcentaje explicable por el estado físico de algunas instalaciones); administración central, 5.5 por ciento; depreciación, 11.3 por ciento (porcentaje elevado por la misma causa del estado físico de algunas instalaciones); impuestos y seguros, 0.5 por ciento; intereses pagados, 2.3 por ciento; rédito de electrificación, 9.9 por ciento (porcentaje bajo originado en el escaso valor de las obras en operación, las cuales requieren una obra vasta de reconstrucción, ya considerada por el ICE en sus futuros planes cercanos). El análisis de los factores de este sistema muestra resultados concordantes con los costos de producción. La consideración de mayores inversiones en reconstrucción y modernización de las instalaciones se ha contemplado desde el punto de vista de la compensación de las tendencias al encarecimiento de los costos con reducciones en los gastos de operación y mantenimiento en obras de alta confiabilidad. En general, los costos de producción derivados para los sistemas del ICE están por encima de los precios de venta, que alcanzan a cubrir los costos, más un porcentaje inferior al 7.5 por ciento para fondo de desarrollo. Esta situación quedará equilibrada en 1963 cuando culminará el proceso de adecuación tarifaria que se encuentra supeditado al aseguramiento de la continuidad del suministro de energía eléctrica para toda clase de usos en el país.



## INFLUENCIA DE LA MAGNITUD Y CARACTERÍSTICAS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN EL COSTO DE LAS OBRAS

por *Alberto Bennet L., Luis Court M., Raúl Arteaga L. y Rodolfo Bennewitz B.\**

### *Introducción*

Chile, a lo largo de su extenso territorio, posee abundantes recursos hidroeléctricos, concentrados principalmente en la zona sur del país.

Las características de estas posibilidades hidroeléctricas varían sustancialmente de norte a sur y, en general, están ubicadas en la cordillera de los Andes, en el curso superior y medio de los ríos que nacen en ella. Los desarrollos de la zona norte se caracterizan por ser de gran altura de caída y caudales pequeños, y los de la zona central y sur, por tener alturas de media y pequeña magnitud, con caudales mayores susceptibles de ser utilizados y que van creciendo hacia el sur. Este fenómeno se puede observar en las centrales ya construidas y que están en funcionamiento, entre las cuales se pueden mencionar como de características extremas: Los Molles, de 16 MW con una altura de caída de 1 153 m y un gasto de 1.3 m<sup>3</sup>/seg, ubicada en la zona norte, y Pilmaiquén, de 35 MW con una altura de caída de 32 m y un caudal de 130 m<sup>3</sup>/seg, ubicada en la zona sur. Las otras centrales existentes tienen características intermedias.

El régimen de precipitaciones en Chile es muy variable de un año a otro y dentro del mismo año existen importantes fluctuaciones estacionales. Las hoyas andinas de los ríos de la zona norte y central se caracterizan por tener un régimen fuertemente glacial con grandes caudales en primavera y verano, como consecuencia de los deshielos, y pequeños caudales en los meses de invierno, en los cuales la precipitación cae en forma de nieve. En la zona sur, por el contrario, los ríos tienen regímenes fuertemente pluviales, provocados por las lluvias de invierno y con estiajes importantes en las épocas de verano.

De acuerdo con las características hidrológicas de los ríos en los desarrollos hidroeléctricos de la zona norte y central, sería necesario disponer de embalses de regulación estacional, que permitieran trasladar importantes volúmenes de agua del verano al invierno, con el fin de amoldarse a la variación de la demanda de energía. Sin embargo, las desfavorables características topográficas de los valles andinos hacen que la construcción de embalses en los cursos altos de los ríos sea extraordinariamente costosa.

Por este motivo, en general las centrales construidas en estas zonas deben ser de pasada, con pequeños estanques de regulación diaria. Tal es el caso de cen-

trales como Chapiquiña, Los Molles, Sauzal, Maule, etc.

Constituyen una excepción a lo expuesto anteriormente, aquellos desarrollos hidroeléctricos de la zona central en los cuales la utilización se puede ligar al aprovechamiento de lagos naturales, en cuyo caso se pueden obtener importantes volúmenes de regulación a bajo costo.

En la zona sur del país existen numerosos lagos de gran extensión, en los cuales se pueden obtener enormes volúmenes de regulación con barreras de pequeña magnitud o con obras de captación de costo económico. Aunque en muchos casos la altura utilizable en estos desarrollos es de pequeña magnitud, es compensada esta característica con los grandes caudales susceptibles de emplear.

El aprovechamiento del curso intermedio de los ríos con fines hidroeléctricos, está fuertemente restringido en el país, por las graves interferencias que se producirían en el riego artificial de la zona agrícola, que está ubicada principalmente en el llamado Valle Longitudinal o Valle Central. Por este motivo, las actuales posibilidades de desarrollos deben ubicarse en el curso superior de los ríos o en la última parte del curso inferior, muy cerca del nivel del mar. En este último caso, es necesario construir centrales de pie de tranque para lo cual existen en la zona central del país en la cordillera de la Costa, algunas angosturas favorables que permitirán la ejecución de importantes proyectos, como los de Rapel y Cabimbao.

Lo expuesto más arriba explica las características grandemente variables de las centrales que ha proyectado o tiene en proyecto la Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA) y que se extienden de norte a sur a lo largo del país. Por este motivo se presentan los costos de las diversas centrales estudiadas por la ENDESA, con el objeto principal de analizarlos en cada caso y ver la influencia que tienen las características naturales y la magnitud de las obras.

Creemos que si bien este análisis no se puede generalizar, sino que es sólo válido para las centrales estudiadas, es útil en sus valores relativos y servirá para comparar cuantitativamente las ventajas de aprovechamiento de ciertas características de los recursos naturales disponibles.

### *1. Bases generales del estudio*

La comparación incluirá centrales en explotación, en construcción y en proyecto o anteproyecto.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.46.

aplicación de sus disposiciones, fe pública y capacidad jurídica, técnica y económica.

En Costa Rica ha tenido éxito una organización en la cual las decisiones finales son tomadas, revisadas, aprobadas e impuestas por un cuerpo directivo integrado por funcionarios que reúnen conocimientos especializados en las ramas jurídica, técnica y económica. Tres directivos, especializados cada uno de ellos en una de las citadas ramas, tienen además una jerarquía de mando como jefes de cada uno de los tres departamentos que, dentro de la institución, se encargan de los asuntos de su competencia.

Estimamos que ningún otro Poder debe interferir en las funciones del organismo regulador, a fin de que sus decisiones obedezcan exclusivamente a los requerimientos reales del negocio eléctrico, sin que pesen sobre él consideraciones de orden meramente político circunstancial. Si se diera el caso de que factores de otro orden, o entes sin la indispensable capacidad técnica, tuvieran ingerencia en las decisiones del organismo regulador, de inmediato los suministradores, así como los usuarios del servicio, perderían la garantía de una justa aplicación del principio de servicio al costo, con el consiguiente perjuicio para unos y para otros.

#### 4. Otras funciones inherentes al organismo regulador

En lo expuesto hasta aquí, nos hemos referido exclusivamente a las funciones del organismo regulador en cuanto a la formulación y aplicación de tarifas. Se estima, sin embargo, que una vez establecido un organismo de esta índole, deben encomendársele además otra serie de funciones, que por experiencia conocemos que pueden ser desempeñadas con mayor ventaja de la que podría llegar a hacerlo un organismo público diferente.

Entre tales atribuciones consideramos de importancia señalar las siguientes:

a) Amplia facultad de fiscalización del negocio eléctrico con la facultad de examinar todos los renglones de costo.

b) Capacidad de imponer a las empresas suministradoras las normas contables adecuadas al negocio eléctrico.

c) Calificación anual de un informe que cada em-

presa debe rendir sobre la marcha del negocio en el respectivo ejercicio económico.

d) Comprobación de la exactitud de la marcha de los contadores, los cuales serán sellados por el departamento correspondiente en garantía de los abonados.

e) Facultad de dictar las normas dentro de las cuales deben ejecutarse las instalaciones para consumo eléctrico.

f) Facultad de acceso a los predios de los abonados en cualquier tiempo, para comprobar el ajuste de las instalaciones a los requisitos del reglamento.

g) Facultades de tribunal administrativo para resolver ciertos conflictos que surjan entre los suministradores y los usuarios.

h) Facultad de aplicar sanciones a los suministradores cuando incurran en quebrantamientos de las reglamentaciones dictadas por el organismo regulador en uso de sus facultades.

i) Determinar las normas para el pago del costo de las extensiones de líneas para servir a abonados que no se encuentran directamente en el área servida.

j) Fijar todas las condiciones de servicio que deben llenar los suministradores, con la fijación de límites de regulación de voltaje, ciclaje, suspensiones de servicio, etc.

#### 5. Experiencias y conclusiones

A causa de la garantía que las empresas suministradoras han encontrado en Costa Rica, gracias a la existencia de un organismo regulador, que les permite la recuperación de todos sus costos y una remuneración justa sobre sus inversiones, se ha conseguido que no sufra perjuicio el desarrollo de la electrificación nacional, a pesar de que los precios de la energía para el consumidor han sido, y seguirán siendo, de los más bajos del mundo.

Los precios bajos han permitido un gran incremento del consumo, lo que ha colocado a Costa Rica entre los países latinoamericanos de mayor generación por habitante.

Esto demuestra que la existencia de un organismo de este tipo, es el medio adecuado para promover una política acertada de tarifas, que llene a cabalidad los dos fines esenciales a un amplio desarrollo eléctrico, a saber: proteger las inversiones en el negocio eléctrico y garantizar a los consumidores que el precio es justo.

En los cuadros que siguen se han resumido los costos de las distintas obras de las centrales, agrupadas en la forma que se ha explicado con anterioridad.

Si bien las conclusiones a que se llega del examen de los valores encontrados eran de prever y normalmente se aceptan como un hecho, creemos que la confirmación obtenida y los costos indicados para las diversas posibilidades y alternativas serán de gran utilidad para la concepción de los anteproyectos de los desarrollos hidroeléctricos que deberá estudiar la ENDESA en el futuro.

## 2. Discusión de los resultados obtenidos

A continuación analizaremos separadamente los resultados obtenidos del análisis de cada uno de los grupos en que hemos clasificado las obras que forman parte de las centrales hidroeléctricas estudiadas.

### a) Regulación

Las obras de regulación las podemos clasificar, desde el punto de vista de su magnitud, en regulaciones diarias, estacionales e interanuales.

Desde el punto de vista de su origen, las podemos dividir en naturales y artificiales.

Es de hacer notar que en Chile existen numerosos lagos naturales, que pueden ser regulados mediante la construcción de captaciones profundas y túneles como en el caso del lago Laja y Canutillar, o bien, mediante la construcción de obras en su desaguadero natural, como en el caso del lago Pullinque en la central Pullinque y el lago Puyehue en la central Pilmaiquén.

El caso de la central Cipreses es intermedio ya que la captación del agua para la central se ha realizado en el lago natural de La Invernada mediante obras profundas que permiten deprimir dicho lago en 20 m, y además se ha construido una presa en su desaguadero que permite peraltar su nivel en 18 m.

El cuadro 1 permite apreciar que el costo de ellas por kWh regulado varía enormemente para las distintas centrales. En efecto, desde un mínimo de E° 0.0014 en lago Laja se llega a E° 14.30 en los Molles, correspondiendo en general un alto costo a las regulaciones diarias de pequeño volumen.

Con el objeto de analizar mejor los resultados obtenidos, estudiaremos primero el caso de las regulaciones diarias. Distinguiendo dos tipos de estanques de sobrecarga: aquellos que prácticamente constituyen un ensanche del canal de aducción realizado en algún lugar más o menos plano, de características topográficas en general poco favorables, o sea embalses totalmente artificiales, y aquellos que se construyen aprovechando accidentes topográficos favorables. Según esto tendríamos dos grupos de regulaciones diarias:

Costo por kWh regulado  
(Milésimos de E°)

Chapiquiña . . . . .	11 400
Los Molles. . . . .	14 300
Cuncumén . . . . .	11 860
Ojos de Agua . . . . .	12 400
Maule. . . . .	3 740
Pullinque . . . . .	1 290

Se puede observar que el costo de la regulación diaria en el primer grupo es bastante uniforme para las distintas centrales, aun cuando sus características de caída y caudal son muy diferentes:

Los costos de la regulación diaria en el segundo grupo son considerablemente inferiores y corresponden en general al aprovechamiento de condiciones topográficas favorables o al uso de embalses naturales. En el primer caso podemos citar Maule, en el cual, si bien el embalse es artificial, el volumen regulable es apreciablemente mayor. Este mayor volumen y las características topográficas del sitio de la presa reducen el costo del kWh acumulado. Más notable aún es la disminución de costo en el caso de Pullinque, cuyo volumen de regulación es sólo un poco superior al de Maule, pero en el cual se aprovecha un lago natural que se regula mediante una pequeña presa en su desaguadero.

Se ve claro, por lo tanto, la conveniencia de dar soluciones de mayor tamaño por las regulaciones diarias, a través de posibles aprovechamientos de condiciones topográficas favorables.

Suponiendo que el estanque de regulación diaria se utilice sólo la mitad de los días del año, lo que es pesimista, y si se supone un cargo de capital más gasto de producción de 15 por ciento del valor invertido, el recargo del kWh de punta, a causa de las obras de regulación, sería semejante a E° 0.01 para el caso de las centrales del primer grupo que tiene el más alto costo de regulación diaria.

Analizaremos a continuación las regulaciones estacionales. (Véase el cuadro 2.) Pueden dividirse en dos grupos las centrales que tienen regulación de este tipo. En el primero incluiremos aquéllas en que la regulación se ha efectuado por medio de un embalse artificial y, en el segundo, aquéllas en que se realiza aprovechando embalses naturales. Según esto tendríamos:

Costo por kWh regulado  
(Milésimos de E°)

Rapel . . . . .	216
Cabimbao . . . . .	250
Collipulli . . . . .	955
Cipreses . . . . .	48
Pilmaiquén . . . . .	9

Encontramos nuevamente que las regulaciones con presas artificiales son considerablemente más caras que las que aprovechan embalses naturales. Es de hacer notar que en el caso de Rapel, Cabimbao y Colli-

Entre los primeros se cuentan: Los Molles, Cipreses, Abanico y Pilmaiquén.

No se han considerado centrales como Sauzal, Puerto Aisén y otras que presentan características muy particulares y que, por lo tanto, no pueden incorporarse a un estudio comparativo.

Entre las centrales en construcción se han considerado: Rapel, Isla, Pullingue y Piruquina.

Entre las centrales en proyecto o anteproyecto se eligieron: Chapiquiña, Cuncumén, Cabimbao, Maule, Garzas, Lago Laja, Ojos de Agua, Collipulli y Canutillar.

En estos proyectos se consideraron algunas centrales con dos alternativas, como es el caso de Lago Laja y Canutillar. En otros se consideran dos posibilidades de un mismo desarrollo, el caso de Maule y Garzas.

Con el objeto de reducir todos los costos a una moneda de igual valor adquisitivo y poderlos comparar entre sí, se han llevado todos los presupuestos al valor correspondiente al 31 de diciembre de 1958. Como equivalencia entre el escudo y el dólar se ha tomado  $E^{\circ} 1 = 0.950$  dólares.

En las centrales ya construidas se ha tomado el valor real de construcción, actualizado a la fecha in-

dicada y, en los otros, el presupuesto correspondiente, reducido a la misma fecha y basado en cubicaciones y costos unitarios estudiados en detalle para cada caso.

Con el objeto de analizar cada una de las centrales que se comparan, se dividieron las obras en sus elementos fundamentales, agrupándolos en la forma más homogénea posible. De acuerdo con esto se adoptó la siguiente clasificación:

a) *Regulación*, que incluye las presas si las hay, las captaciones profundas en casos de lagos naturales y las obras de evacuación de crecidas. b) *Captación*, que se refiere a aquellas obras cuyo objeto exclusivo es el de captar las aguas para la central y no son parte de obras de regulación. c) *Aducción*, incluye el canal o túnel y sus obras anexas. d) *Tubería de presión*, con sus sillars de anclaje y protecciones. e) *Grupos generadores*, incluyendo las turbinas con sus reguladores, los generadores y el equipo anexo. f) *Casa de máquinas*, con su patio de montaje, sala de comando, puente grúa, equipo eléctrico y mecánico de control y otros.

En el cuadro 1 se han anotado las centrales entre las cuales se efectuará la comparación, indicando la fecha de puesta en servicio y las características principales de los diseños y costo total de la obra.

**Cuadro 1**  
**CARACTERÍSTICAS GENERALES**  
(1 E° = 0.95 dólares)

Central	Estado	Año puesta servicio	Caudal (m <sup>3</sup> /seg)	Altura caída (m)	Potencia (MW)	Energía generable media anual (Millones de kWh)	Costo total (Miles de E°)	Costo por kW instalado (E°)	Costo total (Miles de dólares)	Costo por kW instalado (Dólares)
1. Los Molles . . .	Explotación	1952	1.86	1 153	16	56	6 325	395.0	6 030	376.1
2. Cipreses . . .	"	1955	36	358	103	590	28 734	279.0	27 340	265.8
3. Abanico. . . .	"	1948	112	147	135	580	30 825	228.4	29 350	217.4
4. Pilmaiquén. . .	"	1960								
	"	1944	130	32	35	240	7 308	207.0	6 960	197.0
	"	1951								
5. Rapel . . . . .	En construcción	1965	600	100	350	830	41 478	118.5	39 400	113.0
6. Isla. . . . .	"	1962	84	92	68	450	13 515	198.8	12 870	189.3
	"	1963								
7. Pullingue . . .	"	1962	120	47	49	252	12 084	246.5	11 500	234.7
8. Piruquina . . .	"	1962	45	13	4	20	886	221.3	844	210.6
9. Chapiquiña . .	Anteproyecto	1964	2.7	910	20	110	5 127	256.3	4 880	244.0
10. Cuncumén. . .	"		6	600	29	208	10 415	359.5	9 920	342.3
11. Cabimbao . . .	"		500	90	300	670	56 580	188.6	53 900	179.5
12. Maule . . . . .	"	1967	95	299	240	1 650	55 146	230.0	52 500	219.0
13. Garzas . . . . .	"		90	190	144	980	32 413	225.0	30 840	214.4
14. Lago Laja. . .	"	1970	96	360	240	715	27 506	114.5	26 200	109.0
15. Lago Laja. . .	"	1970	125	360	340	715	33 662	99.1	32 070	94.4
16. Ojos de Agua .	"		120	85	80	350	15 135	189.2	14 420	180.4
17. Collipulli . . .	"		70	56	32	122	9 119	284.8	8 680	271.4
18. Canutillar. . .	"	1970	51	235	97	750	16 531	171.0	15 750	162.9
19. Canutillar. . .	"	1970	102	235	194	850	23 868	123.2	22 760	116.5

pulli, las obras de regulación producen al mismo tiempo el peralte del nivel de las aguas que determina la altura de caída disponible para la central y que, por lo tanto, reemplaza a las obras de aducción, o sea, están cumpliendo un doble papel. El caso de Collipulli es un caso especial ya que la presa debe servir necesidades de regadío, vialidad y energía.

El caso de la central Cipreses es mixto, ya que como se dijo, para la regulación se utiliza un embalse natural por medio de captación profunda y un muro de presa artificial para aumentar el volumen regulado.

En el caso de Pilmaiquén se ha aprovechado un lago de más de 100 km<sup>2</sup> de superficie y en el cual la obra de regulación corresponde a una presa de ejecución muy rudimentaria y de sólo 3 m de altura.

Por último, en los casos de regulaciones interanuales tenemos sólo dos alternativas, que son lago Laja y Canutillar, en los cuales se trata de embalses naturales constituidos por un lago al cual se le harán captaciones profundas. Los costos del kWh regulado en estas alternativas son análogos y alcanzan a valores del orden de E° 0.0014 por kWh regulado.

Se puede observar que, en general, al aumentar la magnitud de la obra disminuye el costo unitario.

## b) Obras de captación

Es difícil expresar una ley de variación de costo de las obras de captación por el hecho de depender éstas fundamentalmente de las características del río sobre el cual se emplazan. Por ejemplo, en los casos anotados en el cuadro tenemos que las centrales Pilmaiquén y Piruquina captan sus aguas de ríos tranquilos, de baja pendiente y con arrastre sólido fino, exclusivamente en el período de crecidas. En cambio, la central Abanico capta sus aguas de un río que si bien es torrencial, transporta un mínimo de arrastre sólido, a causa de que las aguas provienen de un lago ubicado más o menos 10 km aguas arriba de la captación.

Las centrales Los Molles, Isla y Cuncumén tienen sus captaciones sobre ríos torrenciales con gran cantidad de arrastre sólido. Puede observarse, sin embargo, que si se analiza el costo para cada m<sup>3</sup>/seg captado, éste será tanto menor cuanto mayor sea el gasto total que ha de captarse; muy bajo en el caso de Pilmaiquén, muy alto en el de Los Molles. Nuevamente, observamos la tendencia a obtener un menor costo cuanto mayor sea la magnitud de la obra realizada. (Véase el cuadro 3.)

Cuadro 4

ADUCCIÓN  
(1 E° = 0.95 dólares)

Central	Tipo	Longitud (m)	Costo (m <sup>3</sup> /seg)	Costo (Miles de E°)	Porcentaje del costo total central	Costo por MW (E°)	Costo m <sup>3</sup> /s × ml (E°)	Costo (Miles de dólares)	Costo por MW (Dólares)	Costo m <sup>3</sup> /s × ml (Dólares)
1. Los Molles . . .	C	17 000	1.3	1 768	27.9	110 506	80.0	1 682	105 300	76.3
2. Cipreses . . . .	T	8 635	36	8 946	31.2	91 859	28.8	8 510	87 500	27.4
3. Abanico . . . .	C	7 100	107	6 442	20.9	47 719	8.5	6 140	45 500	8.1
4. Pilmaiquén. . .	C	460	130	333	4.6	9 520	5.6	318	9 070	5.3
5. Rapel										
6. Isla . . . . .	T	4 151	42	3 380	25.0	49 700	19.4	3 220	47 400	18.5
	C	1 632	42	760	5.6	11 180	11.1	724	10 650	10.6
	T	1 433	120	1 800	14.9	36 700	10.5	1 723	35 000	10.0
7. Pullinque . . .	C	3 147	120	1 690	14.0	34 500	4.5	1 610	32 900	4.3
8. Piruquina										
9. Chapiquiña										
	T	4 460	3	1 109	10.6	38 200	89.0	1 055	36 400	85.0
	T	6 290	6	1 820	17.5	62 800	48.3	1 730	59 800	46.1
10. Cuncumén . . .	C	3 150	3	170	1.6	5 870	18.0	162	5 600	17.2
	C	4 950	6	360	3.5	12 400	12.0	343	11 800	11.4
11. Cabimbao										
	T	16 630	95	24 200	43.9	108 000	15.3	23 100	103 000	14.6
12. Maule . . . . .	C	6 500	95	4 653	8.5	19 400	7.6	4 440	18 500	7.3
	T	8 000	90	11 650	35.9	80 900	16.2	11 100	77 000	15.5
13. Garzas . . . . .	C	6 500	90	4 523	14.0	31 400	7.8	4 310	29 900	7.4
14. Lago Laja . . .	T	6 800	96	7 930	28.8	33 041	12.2	7 550	31 500	11.6
15. Lago Laja . . .	T	6 800	120	8 416	25.0	24 751	9.9	8 010	23 600	9.4
16. Ojos de Agua										
17. Collipulli										
18. Canutillar . . .	T	6 500	51	7 069	42.8	72 870	21.3	6 740	69 400	20.3
19. Canutillar . . .	T	6 500	102	8 251	34.6	42 528	12.5	7 860	40 600	11.9

T: Túnel.  
C: Canal.

**Cuadro 2**  
**OBRAS DE REGULACIÓN**  
*(1 E° = 0.95 dólares)*

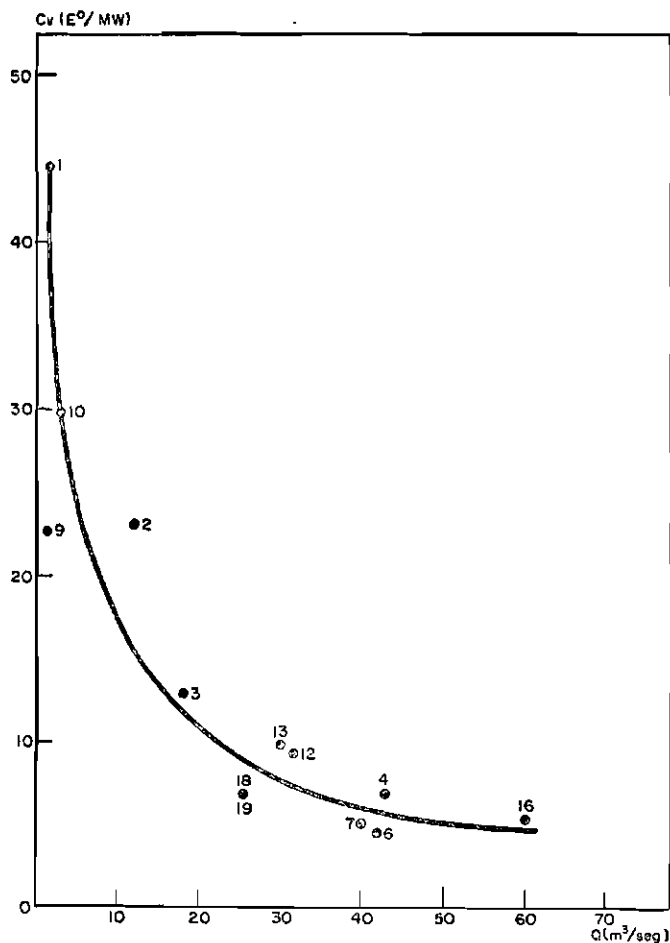
Central	Tipo	Altura muro (m)	Volumen de regulación (Miles de m³)	Volumen de regulación (Miles de kWh)	Costo obras regulación (Miles de E°)	Porcentaje con respecto costo total central	Costo por kWh regulado (Milésimos de E°)	Costo obras regulación (Miles de dólares)	Costo por kWh regulado (Centavos de dólar)
1. Los Molles . . .	D		15	36	513	8.1	14 300	488	1 363
2. Cipreses . . . . .	E	25	150 000	115 000	5 559	19.4	48	5 300	4.57
3. Abanico . . . . .	—								
4. Pilmaiquén . . .	E	3	100 000	7 300	67	0.9	9.2	64	0.88
5. Rapel . . . . .	E	100	430 000	75 000	16 118	38.9	216	15 340	20.60
6. Isla . . . . .	—								
7. Pullinque . . . .	D	4.2	3 610	406	523	4.3	1 290	498	122.9
8. Piruquina . . . .									
9. Chapiquiña . . .	D		20	41.5	472	9.2	11 400	450	1 085
10. Cuncumén . . . .	D		55	80	948	9.1	11 860	904	1 130
11. Cabimbao . . . .	E	90	800 000	140 000	34 938	61.6	250	33 240	24.8
12. Maule . . . . .	D		470	330	1 235	2.2	3 740	1 176	356.3
13. Garzas . . . . .	—								
14. Lago Laja . . . .	I		4 000 000	3 100 000	4 335	15.8	1.4	4 130	0.13
15. Lago Laja . . . .	I		4 000 000	3 100 000	4 335	12.9	1.4	4 130	0.13
16. Ojos de Agua . .	D	25	38 000	54.5	676	4.5	12 400	645	1 181
17. Collipulli . . . .	E	70	5 000	5 000	4 778	52.4	955	4 560	91
18. Canutillar . . . .	I		530 000	290 000	418	2.5	1.45	398	0.14
19. Canutillar . . . .	I		530 000	290 000	421	1.8	1.45	402	0.14

D: Diaria.  
E: Estacional.  
I: Interanual.

**Cuadro 3**  
**OBRAS DE CAPTACIÓN**  
*(1 E° = 0.95 dólares)*

Central	Tipo	Costo (Miles de E°)	Porcentaje del costo total central	Costo por m³/seg (Miles de E°)	Costo (Miles de dólares)	Costo por m³/seg (Miles de dólares)
1. Los Molles . . . . .	En río	76	1.2	40.8	72.5	38.9
2. Cipreses . . . . .	En lago					
3. Abanico . . . . .	En río	663	2.2	6.2	632	5.9
4. Pilmaiquén . . . . .	En río	278	3.8	2.1	265	2.0
5. Rapel . . . . .	En embalse					
6. Isla . . . . .	En río	610	4.5	14.5	581	13.8
7. Pullinque . . . . .	En río					
8. Piruquina . . . . .	En río	39	4.5	9.8	37	9.3
9. Chapiquiña . . . . .	En río	77	1.5	28.5	73.4	27.2
10. Cuncumén . . . . .	En río	109	1.1	18.2	104	17.3
11. Cabimbao . . . . .	En embalse					
12. Maule . . . . .	En río					
13. Garzas . . . . .	En río					
14. Lago Laja . . . . .	En lago					
15. Lago Laja . . . . .	En lago					
16. Ojos de Agua . . . . .	En río					
17. Collipulli . . . . .	En embalse					
18. Canutillar . . . . .	En lago					
19. Canutillar . . . . .	En lago					

Gráfico II  
TUBERÍAS DE PRESIÓN



dividido el costo de la tubería por la longitud real de ella y lo hemos multiplicado por 1.5 veces la altura de carga. En este costo se ha incluido el costo de la tubería misma y el de sus sillas y anclajes y obras anexas si las hubiere.

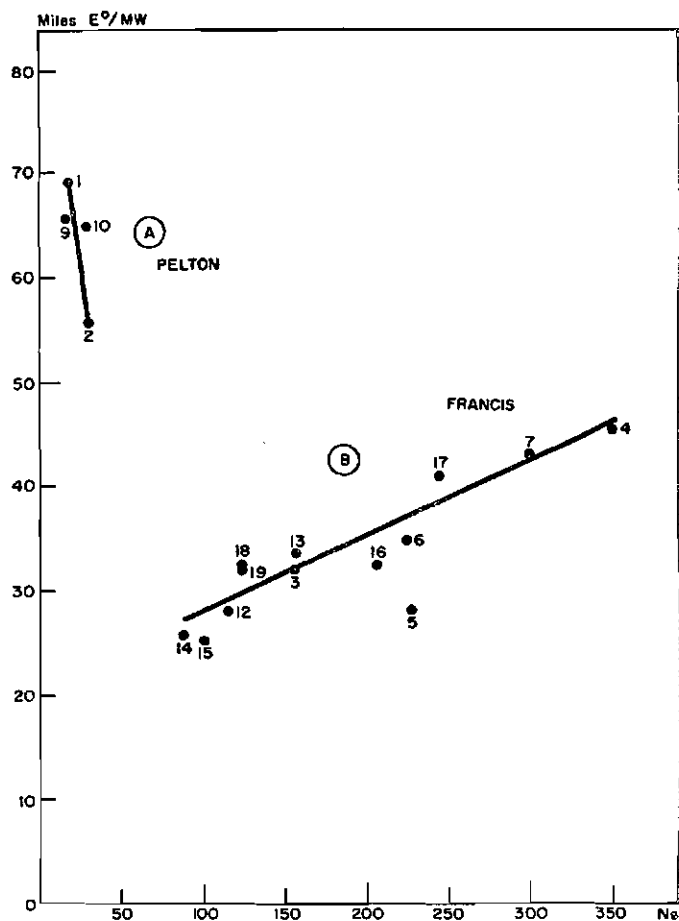
Hemos llevado a una curva el costo virtual por MW en ordenadas y el caudal de cada unidad de tubería en abscisas y hemos trazado la curva que se indica en el gráfico II, que corresponde a un buen promedio de los datos consignados. Puede notarse nuevamente el aumento del costo para caudales pequeños. Es especialmente notable el alto costo de la tubería en el caso de la central Los Molles, lo que en gran parte se debe a que su altura de caída es de 1 038 m y el caudal de sólo 1.86 m³/seg. (Véase el cuadro 5.)

Para el trazado de las curvas no se han considerado los puntos correspondientes a las alternativas del lago Laja, ya que, por ser ésta una central subterránea, el costo de la tubería incluye el túnel dentro del cual van alojadas.

e) Equipo de generación

Para el análisis del costo de este equipo, hemos incluido dentro de él las turbinas, los generadores y su equipo anexo, como reguladores, excitación, equipo de

Gráfico III  
EQUIPO DE GENERACIÓN



refrigeración, etc., y hemos expresado en el gráfico III estos costos por MW, en función del número específico de la turbina, llegando a 2 rectas, una de las cuales corresponde a las turbinas Francia (curva B) y en la cual la dispersión de los puntos es mínima; es el caso de Rapel, cuyo bajo costo se explica por la magnitud del equipo (MW por unidad). En cambio, en el caso de las turbinas Pelton (curva A), la recta trazada es mucho más incierta y pesa mucho en ella la gran altura de la central Los Molles que determina un alto costo de su equipo. (Véase el cuadro 6.)

Podemos observar que en el caso de las turbinas Francia, el costo, como era lógico esperar, baja con la disminución del número específico; o sea, es tanto más bajo cuanto mayor es la altura de caída. Esto no se cumple en el campo de la Pelton.

f) Casa de máquinas

En el gráfico IV se han colocado los costos por MW del edificio de casa de máquinas incluyendo sus fundaciones, superestructura y departamento anexo. Los puntos indicados con los números 12 y 13 corresponden a las centrales Maule y Garzas, cuyas casas de máquinas están previstas sobre un terreno aluvial de origen reciente que forma una meseta a una cuota bas-

### c) Obras de aducción

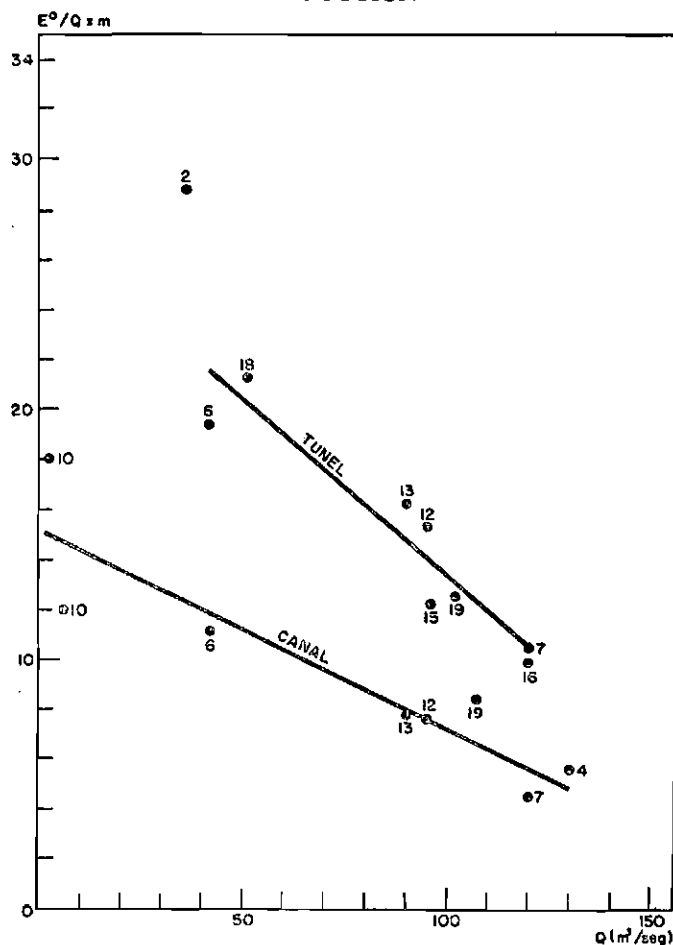
En las centrales analizadas podemos distinguir 2 tipos de aducciones: una constituida por canales que en su mayor parte están excavados en terrenos de acarreo fluvial o de escombros de faldeo, con taludes entre  $10^\circ$  y  $30^\circ$ . Todos los canales analizados son revestidos de hormigón, y en el caso de Abanico, de mampostería de piedra. El otro tipo de aducción está constituido por túneles excavados en la roca, en algunos casos granítica, pero, en la mayoría, de formación porfirítica, que constituye gran parte de la cordillera de los Andes chilenos.

Hemos analizado el costo de la aducción, primero, como porcentaje del costo total de la central y es difícil en base a estas cifras, que se indican en la columna correspondiente, poder establecer una relación clara, ya que fundamentalmente este costo depende de la longitud total de la aducción, o sea de la pendiente del río que se está aprovechando. Vemos, por ejemplo, que, en el caso de Pilmaiquén, el costo no alcanza a un 5 por ciento, en cambio, en el caso de Maule sobrepasa el 40 por ciento. En el primero de estos casos se trata de un corto canal (460 m) que interrumpe el salto del río Pilmaiquén, obteniendo con este pequeño canal una altura de caída de 32 m. En el segundo caso se trata de un aprovechamiento del río Maule en la zona de la baja cordillera, en que el río tiene una pendiente media de 1.5 por ciento, y para obtener la altura de caída de 299 m se requiere un largo de aducción de 16.63 km. (Véase el cuadro 4.)

Analizando la relación entre el costo de la aducción y el costo por MW instalado se obtienen cifras mucho más uniformes; pero, en todo caso, es imposible establecer una relación entre ellas y las características de la central.

Se estudiaron, por último, el costo por  $m^3/\text{seg}$  de capacidad y por metro lineal de longitud de aducción y hemos llegado a las conclusiones indicadas en el gráfico I. Se pueden observar en este gráfico dos rectas que corresponden con bastante aproximación a dichos costos por metro cúbico por segundo y por metro lineal en función al caudal de la central. Esta correlación nos proporciona dos conclusiones valiosas; por una parte nos da antecedentes para estimar el costo de una aducción en una primera aproximación y, por otra, nos relaciona el costo por metro lineal de aducción en canal con aquella en túnel. Lógicamente debemos observar este cuadro con todas las limitaciones que sus deducciones nos imponen, o sea, que sólo se puede generalizar para aquellas aducciones que tengan características análogas a las estudiadas en este resumen, aunque creemos que en este sentido el margen de aplicación es bastante amplio. Por otra parte, en la comparación entre túneles y canales no se ha considerado la diferencia de pérdida de carga que puede haber entre una aducción y otra. Sin embargo, aun cuando los túneles tienen realmente una mayor pérdida de carga que los canales, para su dotación total, ellos

Gráfico I  
ADUCCIÓN



permiten, a la inversa de los canales, aprovechar la diferencia de pérdida de carga para caudales parciales, con lo que se llega a pérdidas de carga media análogas en ambos tipos de aducción, por lo menos en los casos considerados en este estudio.

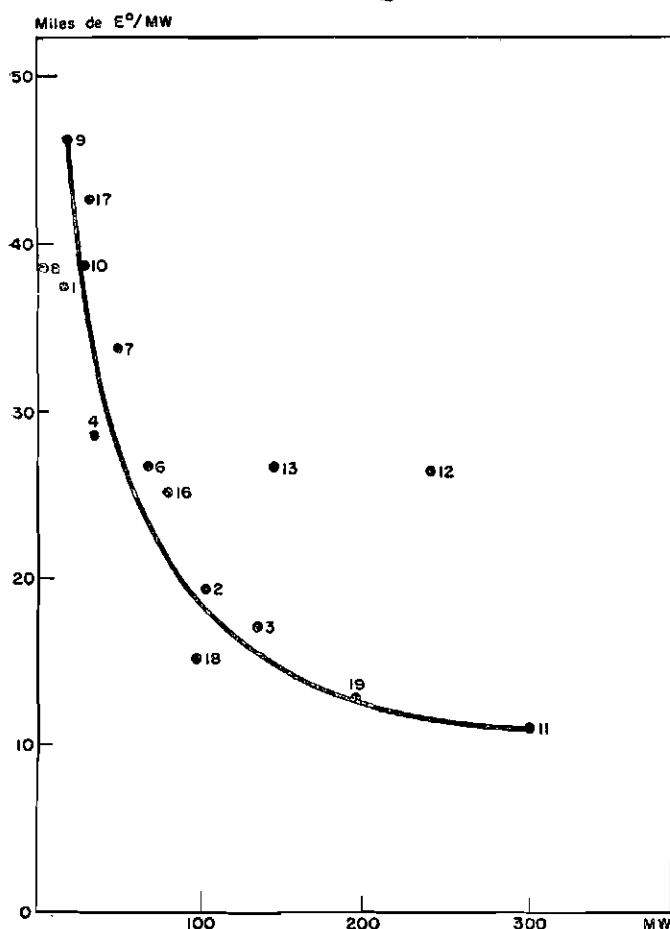
Con estas salvedades podemos decir también en primera aproximación, que el costo de un túnel por metro lineal es aproximadamente 70 por ciento más caro que un canal de la misma capacidad. Si se piensa que el trazado de un túnel es siempre más corto que el de un canal y que el costo de mantenimiento y de operación de un túnel son mucho menores que los correspondientes a un canal, se comprenderá la tendencia a eliminar los canales excavados en faldeos de cerro y reemplazarlos por túneles excavados en roca.

### d) Tuberías de presión

Análogamente a lo que pasa con las obras de aducción, el costo de las tuberías de presión depende en lo fundamental de su longitud y sólo son comparables directamente las tuberías cuya pendiente media sea análoga. Por este motivo hemos calculado un costo que hemos llamado virtual y que corresponde a una tubería análoga a la considerada cuya longitud sea igual a 1.5 veces la carga de la central, o sea, hemos



Gráfico IV  
CASA DE MAQUINAS



tante superior al lecho del río. Este hecho exige en ambas una gran excavación y una solución de fundaciones relativamente costosa. Es por esto que en el análisis del costo de casas de máquinas no tomaremos en consideración estos dos casos. En el gráfico no se coloca el punto correspondiente a la central Rapel a consecuencia de que su casa de máquinas forma parte del cuerpo mismo de la presa y es difícil poder desglosar su costo del conjunto. El resto de los puntos se ordenan claramente de acuerdo con una ley de costo creciente con disminución de la potencia instalada. Es probable que el punto 11 que fija el extremo inferior de la curva corresponda a condiciones desfavorables desde el punto de vista de costo, lo que hace que la última parte de la curva sobre 200 MW deba considerarse sólo como una tentativa. (Véase el cuadro 7.)

### 3. Análisis de la variación del costo total de la central

Como conclusión del análisis que hemos hecho de cada una de las obras que constituyen una central, estudiaremos el caso de dos centrales para las cuales se han estudiado varias alternativas: la central Lago Laja y la central Canutillar. Veremos cómo la variación de costo de las distintas obras han afectado el costo total de la central al variar su magnitud.

Es evidente que el tamaño de una central debe determinarse por una serie de razones de carácter técnico y económico, de las cuales las más importantes son: la evaluación del caudal de que se podrá disponer para el funcionamiento de la central y las características de

Cuadro 7  
CASA DE MAQUINAS  
(1 E° = 0.95 dólares)

Central	MW	Costo (Miles de E°)	Porcentaje del costo total central	Costo por MW (Miles de E°)	Costo (Miles de dólares)	Costo por MW (Miles de dólares)
1. Los Molles . . . . .	16	589	9.3	37.4	561	35.6
2. Cipreses . . . . .	103	1 994	6.9	19.4	1 900	18.5
3. Abanico . . . . .	135	2 325	7.5	17.2	2 215	16.4
4. Pilmaiquén . . . . .	35	1 010	13.8	28.6	962	27.2
5. Rapel . . . . .						
6. Isla . . . . .	68	1 817	13.4	26.7	1 730	25.4
7. Pullinque . . . . .	49	1 655	13.7	33.8	1 575	32.2
8. Piruquina . . . . .	4	154	17.4	38.5	147	36.7
9. Chapiquiña . . . . .	20	925	18.0	46.2	881	44.0
10. Cuncumén . . . . .	29	1 121	10.8	38.7	1 068	36.8
11. Cabimbao . . . . .	300	3 300	5.8	11.0	3 142	10.5
12. Maule . . . . .	240	6 334	11.5	26.4	6 030	25.1
13. Garzas . . . . .	144	3 833	11.8	26.6	3 647	25.3
14. Lago Laja . . . . .						
15. Lago Laja . . . . .						
16. Ojos de Agua . . . . .	80	2 015	13.3	25.2	1 920	24.0
17. Collipulli . . . . .	32	1 364	15.0	42.6	1 300	40.6
18. Canutillar . . . . .	97	1 470	8.9	15.1	1 400	14.4
19. Canutillar . . . . .	194	2 487	10.4	12.8	2 370	12.2

Cuadro 5

## TUBERÍA DE PRESIÓN

(1 E° = 0.95 dólares)

Central	Número	Longitud de cada tubería (m)	Costo tuberías (Miles de E°)	Porcentaje del costo total central	Costo por MW (Miles de E°)	Costo virtual por MW (Miles de E°)	Costo (Miles de dólares)	Costo por MW (Miles de dólares)	Costo virtual por MW (Miles de dólares)
1. Los Molles . . .	1	2 400	1 093	17.3	68.4	44.5	1 040	65.2	42.4
2. Cipreses . . .	3	535	2 389	8.3	23.2	23.2	2 275	22.1	22.1
3. Abanico . . .	6	272	2 160	7.0	16.0	13.0	2 056	15.2	12.4
4. Pilmaiquén . . .	5	53	264	3.6	7.5	6.9	251	7.1	6.6
5. Rapel									
6. Isla . . . . .	2	950	2 103	15.6	30.9	4.5	2 000	29.4	4.3
7. Pullinque . . .	3	80	288	2.4	5.9	5.2	274	5.6	5.0
8. Piruquina									
9. Chapiquiña . . .	2	4 000	1 333	26.0	66.7	22.7	1 270	63.5	21.6
10. Cuncumén . . .	2	1 000	962	9.2	33.1	29.8	915	31.5	28.4
11. Cabimbao									
12. Maule . . . . .	3	690	3 216	5.8	13.4	9.3	3 060	12.8	8.9
13. Garzas . . . . .	3	480	2 398	7.4	16.7	9.9	2 280	15.9	9.4
14. Lago Laja									
15. Lago Laja									
16. Ojos de Agua . .	2	170	800	5.3	10.0	5.3	762	9.5	5.0
17. Collipulli									
18. Canutillar . . .	2	770	1 412	8.5	14.6	6.8	1 345	13.9	6.5
19. Canutillar . . .	4	770	2 847	11.9	14.7	6.8	2 710	14.0	6.5

Cuadro 6

## EQUIPO DE GENERACIÓN

(1 E° = 0.95 dólares)

Central	Tipo	Número de unidades	kW por unidad	Ns N° espec.	Costo (Miles de E°)	Porcentaje del costo total central	Costo por MW (Miles de E°)	Costo (Miles de dólares)	Costo por MW (Miles de dólares)
1. Los Molles . . .	Pelton	2	8	17.7	1 108	17.5	69.1	1 055	65.9
2. Cipreses . . .	Pelton	3	34.3	30.2	5 736	20.0	55.7	5 460	53.0
3. Abanico . . . . .	Francis	4	21.5	126.0	1 530		31.2	1 460	29.7
		2	24.5	158.5					
4. Pilmaiquén . . .	Francis	3	4.6	256	1 000		45.5	954	43.4
		2	11.0	350					
5. Rapel . . . . .	Francis	5	70.0	231.0	9 658	23.3	27.6	9 210	26.3
6. Isla . . . . .	Francis	2	34.0	226.0	2 332	17.3	34.3	2 220	32.7
7. Pullinque . . .	Francis	3	16.2	300.0	2 098	17.4	42.8	2 000	40.7
8. Piruquina . . .	Helice	2	2.0		263	29.7	65.7	250	62.6
9. Chapiquiña . . .	Pelton	4	5.0	16.0	1 316	25.6	65.7	1 252	62.6
10. Cuncumén . . .	Pelton	2	14.5	28.5	1 882	18.1	65.0	1 790	61.9
11. Cabimbao . . .	Francis	4	75.0		8 720	15.4	29.1	8 310	27.7
12. Maule . . . . .	Francis	3	80.0	118.0	6 519	11.8	27.2	6 210	25.9
13. Garzas . . . . .	Francis	3	48.0	159.0	4 726	14.6	32.8	4 500	31.2
14. Lago Laja . . .	Francis	4	60.0	91.0	5 939	21.6	24.7	5 650	23.7
15. Lago Laja . . .	Francis	5	68.0	104.0	8 262	24.5	24.3	7 870	23.2
16. Ojos de Agua . .	Francis	2	40.0	208.0	2 548	16.8	31.9	2 425	30.4
17. Collipulli . . .	Francis	2	16.0	245.0	1 297	14.2	40.5	1 236	38.6
18. Canutillar . . .	Francis	2	48.5	126.0	3 060	18.5	31.5	2 920	30.0
19. Canutillar . . .	Francis	4	48.5	126.0	5 987	25.0	30.9	5 700	29.4

## COSTO HORARIO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN UN SISTEMA INTERCONECTADO

por Efraín Friedman y Raúl Schkolnik \*

### Introducción

La aplicación de métodos lógico-matemáticos al estudio de sistemas interconectados con fuentes de energía hidráulica y térmica puede ser de gran utilidad y llevar a considerables ahorros en inversión y operación, así como a una mejor política tarifaria. Su uso práctico, sin embargo, está ligado en gran medida a una formulación rigurosa y sistemática de los métodos que han de emplearse de modo que se pueda entregar el cálculo, tedioso y muy largo, a máquinas computadoras rápidas.

La ENDESA se encuentra empeñada en dar los primeros pasos en este sentido, y se están ensayando métodos tentativos para el estudio de: 1) la forma de operación de un sistema de instalaciones para servir un consumo dado, en condiciones hidrológicas definidas; 2) la forma en que el costo total anual de un sistema debe repartirse sobre las diferentes horas del año tomando en cuenta la variabilidad de la curva diaria estacional de consumo.

Los estudios del primer tipo se pueden aprovechar ventajosamente para determinar qué clases de instalaciones conviene construir; qué utilización tiene posibles alternativas hidro o termoeléctricas de diferentes características de generación, potencia, régimen de trabajo; qué desarrollo debe darse a un sitio donde la central puede construirse con diferentes potencias y en diferentes etapas; qué energía se puede ofrecer a corto plazo como sobrante de bajo costo; en fin, gran número de problemas relacionados con el planeamiento más económico de un sistema.

Los estudios del segundo tipo permiten estructurar un sistema racional de referencia para: fijar tarifas a distintos tipos de consumidores (los estudios de tarifas requieren además otros antecedentes importantes como elasticidad del consumo, etc.); para valorizar energía ofrecida por proveedores no habituales del sistema (excedentes de industrias que se autoabastecen); pérdidas de transmisión en estudios alternativos de líneas, de ubicación de centrales, de tipos de interconexiones, etc.

La aplicación numérica que se ha hecho como ejemplo en este trabajo es demasiado restringida en sus alcances para tener validez en cuanto a sus resultados y sólo tiene por objeto ilustrar el método. Esperamos oportunamente poder dar a conocer resultados de estudios completos, hechos con el auxilio de computadores.

El problema básico en la planificación del servicio eléctrico es determinar el conjunto de instalaciones,

especialmente centrales generadoras y líneas primarias de transmisión, que permitirá servir el consumo, tomando en cuenta la necesidad de una seguridad de servicio dada, a un costo mínimo. En ciertas ocasiones, además de las condiciones de costo mínimo se agregan otras condiciones o ligazones, tales como el menor desembolso de moneda extranjera, el mayor uso de la mano de obra, el menor consumo de combustible, etc.

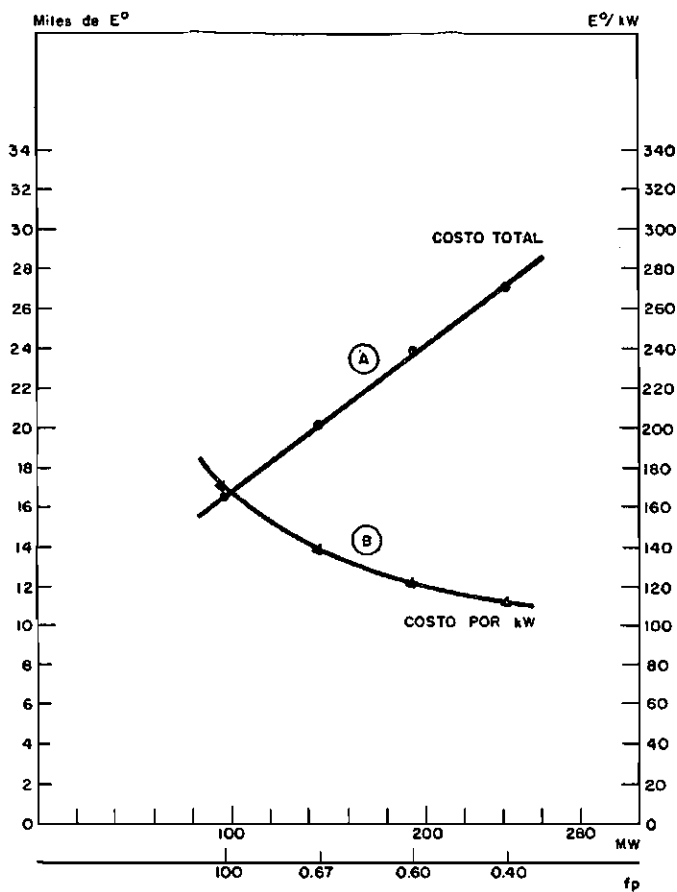
Una vez resuelto el problema anterior por tanteo, por técnicas de programación lineal o por otros métodos especiales, como el del coeficiente de valor de instalación, queda siempre por resolver el problema de establecer qué parte del costo total debe adjudicarse a cada cliente (problema tarifario) o, más generalmente, determinar cuánto cuesta servir un consumo arbitrario que forme parte del consumo total. Este problema es de mayor interés que la determinación del costo marginal de servicio a un consumidor arbitrario adicional, ya que dicho costo marginal puede variar drásticamente de un año a otro. En efecto, a causa de que las instalaciones se hacen en bloques grandes, se producen siempre excedentes transitorios de potencia o energía, o de ambas cosas. A veces, también se hacen primero instalaciones de un tipo dado destinadas a complementarse a la larga con otras de características diferentes y, por este motivo, hay disponibilidades especiales de energía en ciertas estaciones del año o en determinadas horas del día. Esta energía sobrante debe someterse a bases especiales, con tarifas bajas y contratos específicos, generalmente a corto plazo.

El costo de mayor interés es el que afecta a la totalidad de la energía; sin embargo, algunos autores interesados en los costos marginales han introducido el concepto de "costo marginal de desarrollo", que se refiere al costo de las instalaciones necesarias para hacer frente al incremento del consumo, en un período dado en todos sus niveles; valor que también puede ser importante conocer.

Si aceptamos la plena libertad del consumidor para requerir energía y potencia en cualquier instante, la curva de demanda tomará una forma característica con períodos de punta, en general acentuados. El costo de servicio eléctrico en este caso será más elevado que si igual cantidad de energía se consumiese con una curva de consumos menos variables. Es por lo tanto de gran interés, para dar un servicio lo más económico posible, reflejar en las tarifas este diferente costo del servicio para características distintas de consumo. Al hacer esto el consumidor trataría de obte-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.47.

**Gráfico V**  
**CASA CANUTILLAR**



los consumos que esta central deberá servir, pero sin duda en el planeamiento de un sistema deberá considerarse que las centrales serán tanto más económicas cuanto mayor sea su tamaño. Esto nos llevará a utilizar en general los grandes desarrollos antes que un conjunto de pequeñas centrales de más alto costo.

Para la central lago Laja se estudiaron las dos alternativas que se indican en el cuadro 1, de 240 y 340 MW; y para la central Canutillar se han considerado cuatro alternativas, dos de las cuales, de 97 y 144 MW, se indican en el cuadro, y otras dos, de 145 y 245 MW, no se han agregado al cuadro 1 a causa de que la determinación de su costo no es tan precisa como el del resto de las centrales consignadas.

En el caso de la central lago Laja podemos ver que el costo por cada kW de la central pasa de E° 114.5

a E° 99.1 al pasar de la solución más pequeña a la más grande; o sea, mientras la potencia aumenta en un 41.7 por ciento, el costo total de la central sólo subió en un 22.4 por ciento. Sin duda que el costo del kWh generado tiene una variación de costo totalmente diferente.

La variación de costo de Canutillar se ha representado en el gráfico V en el cual tenemos una curva del costo total de la central en función de la potencia instalada (curva A) y otra del costo del kW instalado de distintas potencias (curva B). Puede notarse que la curva del costo por kW nos confirma nuevamente lo que ya hemos repetido y que el costo unitario baja apreciablemente con la magnitud de las instalaciones, de un valor de E° 170 por kW para 97 MW llegamos a un valor de E° 110 por kW para una potencia de 245 MW.

#### 4. Conclusiones

Aunque en este estudio sólo se han analizado las características de centrales aisladas desde el punto de vista de su costo de instalación, debe agregarse el hecho de que el costo de operación y mantenimiento es tanto menor cuanto mayor sea la dimensión de la central, pero generalmente la posibilidad de grandes desarrollos se encuentra relativamente alejada de aquellos centros de consumo de mayor importancia y es entonces el problema de transmisión el que puede en muchos casos malograr la solución económica frente a otras alternativas que son menos atractivas.

En el caso de Chile, afortunadamente vemos en el futuro la posibilidad de grandes desarrollos próximos a centros industriales que adquieren cada día mayor importancia, como es el caso de Concepción, próximo al cual se encuentra el desarrollo del río Laja con unos 700 MW en total y el desarrollo del Alto Bío-Bío con 3 000 MW en grandes centrales de embalses para los cuales existen estudios muy apropiados de grandes presas de bajo costo.

Las grandes posibilidades de la parte más austral de Chile, al sur del paralelo 42, tienen características que permitirán la construcción de enormes centrales de gran caudal y gran potencia, pero para las cuales se requerirá crear consumos en sitios inhóspitos y sin medios actuales de acceso. Posibles industrias electroquímicas y electrometalúrgicas podrán basarse en el bajo costo de la energía de estos grandes recursos.

Para cada año hidrológico se tendrá una serie de números indicando, hora a hora, la parte de la demanda que ha sido entregada por cada central del sistema. De aquí se podrá determinar la energía térmica que es necesario generar en cada hora, lo que es de interés en la adjudicación de los costos variables.

a) *Repartición del costo variable*

El costo variable térmico es considerable, de modo que su adjudicación horaria influirá seriamente en los resultados. Antes que nada es necesario distinguir claramente entre dos tipos básicos de energía térmica: aquella que se genera por déficit de potencia hidráulica instalada (que llamaremos térmica de punta), y la que se genera por un déficit adicional de energía hidráulica (térmica base).

Respecto a la térmica de punta no cabe duda que debe cargarse a las horas en que es efectivamente producida. Sin embargo, respecto de la térmica base debemos observar que ella puede ser generada en forma prácticamente arbitraria dentro de un período dado. Si los medios de almacenamiento de agua son suficientes, este período puede ser todo el año y si son más limitadas puede ser una estación, un mes, semanas o días. En vista de lo anterior consideramos lógico cargar los costos variables de la energía térmica base sobre todas las horas del período que corresponda y no sólo sobre aquellas en que efectivamente ha sido o se ha supuesto generada. En la práctica, entonces, repartiremos el costo variable térmico base sobre todos los kWh generados en el período, con la sola excepción de los kWh térmicos de punta.

El costo variable hidroeléctrico es de poca importancia. Este también, lo mismo que la energía térmica base, lo cargaremos igualmente sobre todos los kWh generados en el período, con la excepción lógica de los térmicos de punta.

Resumiendo: habrá dos costos variables fundamentales, el de los kWh térmicos de punta y el del resto. Estos últimos resultan de la repartición sobre todos ellos por igual de los costos variables hidráulicos más los térmicos de base.

b) *Repartición del costo fijo*

Representando en un gráfico la demanda media horaria (gráfico I, curva 1) durante las 8760 horas del año y también el costo anual de las instalaciones necesarias para servir cada escalón de demanda (gráfico I, curva 2), es posible adjudicar a cada kWh consumido en un escalón dado de la demanda, un costo igual al costo anual de las instalaciones necesarias para servir ese escalón dividido por la utilización anual de ese escalón de potencia.

La utilización anual de un escalón de potencia se puede obtener rápidamente de la curva de energía-potencia, o curva parabólica (gráfico II).

Como primera aproximación cabría suponer que todos los escalones de demanda tienen el mismo costo

Gráfico I

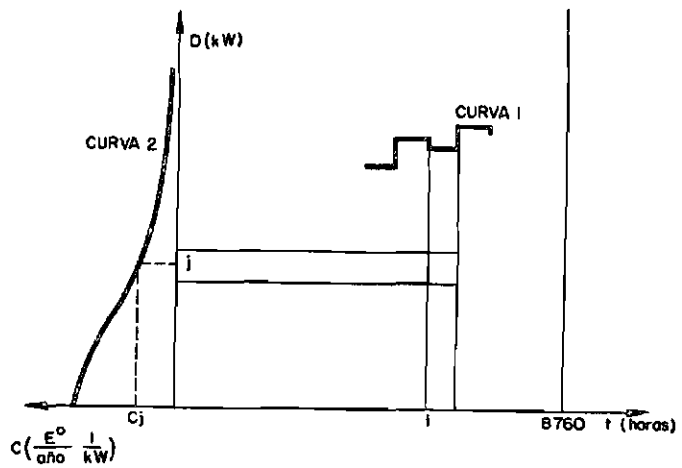


Gráfico II a

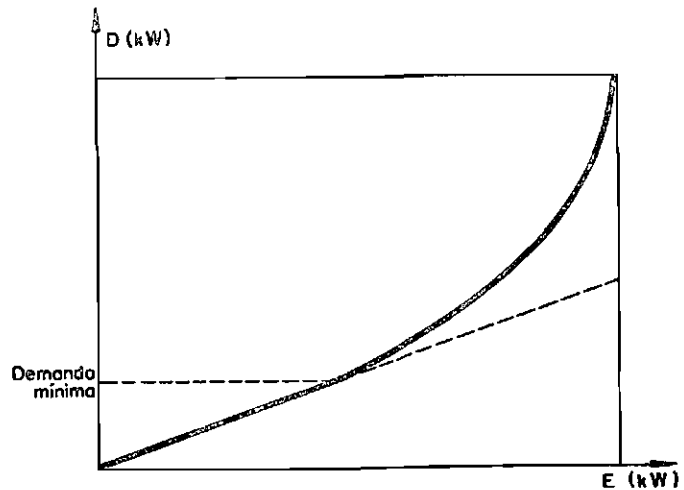
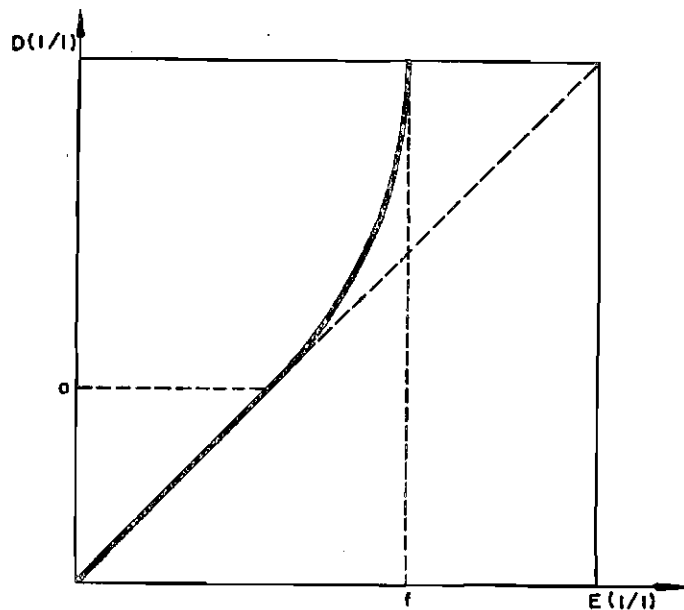


Gráfico II b



ner su energía al más bajo precio compatible con la utilización que él le da y se desplazará hacia las zonas de menor precio, mejorando en general la forma de la curva de demanda, disminuyendo, además, el costo general del servicio para el conjunto, liberando para la economía nacional recursos de capital que quedarían disponibles para otras actividades de producción. Estudios en otros países indican que el consumo eléctrico en la punta es bastante sensible a una tarificación horaria, aunque el consumo de energía total no lo sea.

El consumo eléctrico es una función del tiempo que por incluir el comportamiento estadístico de muchos clientes presenta formas predecibles dentro de límites bastante definidos, lo que no significa que la predicción a largo plazo, por períodos anuales, así como a corto plazo, para el despacho de carga diario, sea una tarea simple. En el primer caso hay que recurrir a técnicas de exploración, muestreo, análisis estadístico, correlación con índices industriales, niveles de salarios, etc. En el segundo, hay que estar atento a las rápidas variaciones diarias de temperatura, luminosidad atmosférica, etc.

Las instalaciones que entregan la energía eléctrica, tienen además características específicas que determinan su habilidad para dar servicio. Las plantas térmicas requieren un tiempo determinado para ponerse en marcha, acumulación y suministros apropiados de combustible, revisiones periódicas de mantenimiento, detenciones ocasionales por falla, etc. Las plantas hidráulicas están sujetas, en mucho mayor grado, además de las limitaciones anteriores, a las características de sus zonas de captación de agua y pueden variar su capacidad energética drásticamente de acuerdo con las variaciones meteorológicas, accidentes orográficos en las zonas montañosas (derrumbes), etc.

En un sistema eléctrico mixto, con plantas térmicas e hidráulicas, la operación óptima del sistema es aquella que disminuye al máximo los gastos variables, y su operación implica un análisis detallado de la utilización que debe hacerse de las capacidades de almacenamiento a corto y largo plazo de los estanques de sobrecarga, lagunas artificiales y embalses de las centrales hidráulicas. Las técnicas apropiadas han sido desarrolladas y permiten dar instrucciones de operación a los centros de despacho de carga, tales como niveles máximo y mínimo que deben mantenerse en los embalses de acuerdo con las estadísticas hidrológicas de los meses precedentes.

### 1. Método de cálculo de costo de servicio

El método propuesto se reduce a la formulación de diversas etapas lógico-numéricas adaptadas al empleo de computadores, como los del tipo electrónico, ya que, dado el carácter aleatorio (variables según funciones de probabilidad) de los fenómenos que intervienen en la generación hidroeléctrica, se hace necesario hacer un gran número de operaciones para obtener resultados útiles.

Se analiza el costo de servicios en un año calendario dado, para el cual se conoce la curva de consumo; por ejemplo, por una serie de  $2 \times 12 \times 24$  números, cada uno de los cuales es una demanda media horaria en días típicos de trabajo y festivos de cada uno de los 12 meses del año.

Además, se supone elegido un sistema de instalaciones para dar el servicio requerido. Este sistema constará de plantas hidro y termoeléctricas existentes o por construir. Normalmente se habrá determinado por métodos aproximados menos laboriosos (coeficientes de valor, programación lineal, etc.) que éste es el conjunto más económico de instalaciones que satisface las necesidades del consumo. Sin embargo, el método que se propone podrá también servir para comparar costos totales de energía de diversos conjuntos posibles de instalaciones y podrá en consecuencia utilizarse para encontrar el más conveniente.

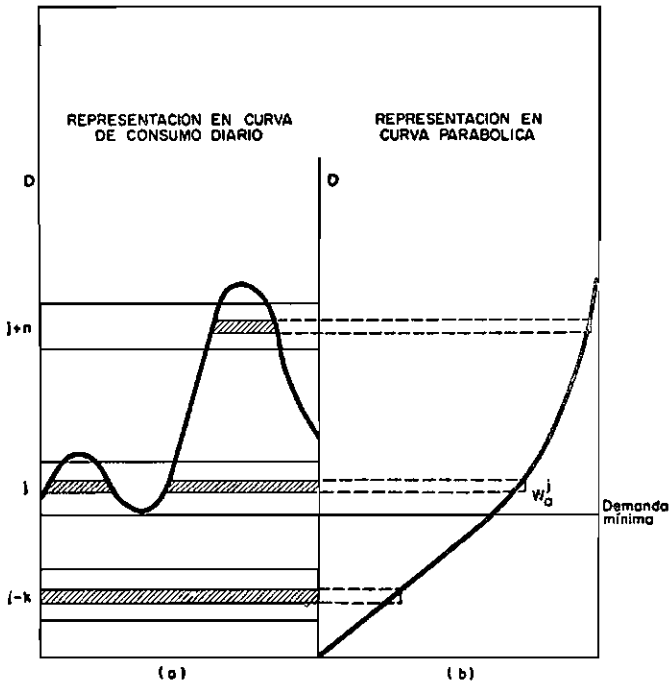
Con los datos anteriores, bastará suponer una determinada característica hidrológica de ese año para fijar la forma de operar el sistema. Este es un problema cuya solución se encuentra por otros medios bien conocidos.

Naturalmente cada año hidrológico dará costos de servicio distintos y será necesario hacer los cálculos para un número adecuado de años hidrológicos diferentes y promediarlos. Podría pensarse en abreviar el método calculando la repartición horaria del costo sólo para un año promedio de operación; es decir, un año tal en que cada central genere el promedio de lo que generaría en los distintos años hidrológicos. A causa, sin embargo, de la no linealidad de las curvas del gráfico III, utilizadas para repartir el costo total de las centrales entre los diversos escalones de potencia del sistema, este costo horario calculado a partir del año promedio no es igual al promedio de los costos horario de los distintos años, para una hora dada. La diferencia que se puede producir al utilizar el procedimiento más simple no ha sido aún estimada a la fecha de este trabajo, pero es posible que sea pequeña y, por lo tanto, que no valga la pena usar el método más laborioso.

En cuanto a la elección de los años hidrológicos, consideramos que lo más aconsejable es hacer los estudios para el mayor número posible de años, usando la estadística de unos 30 años consecutivos, lo que es poco costoso si se emplean calculadoras electrónicas. Sin estas máquinas, podemos vernos obligados a estudiar la operación para un número menor de años, o incluso, sólo para un año representativo medio de la estadística hidrológica. Debe tenerse presente que si se adopta el simple promedio de la estadística (reducida a los gastos turbinales) se pueden obtener valores muy errados, ya que, por ejemplo, en un sistema predominantemente hidráulico en que se use energía térmica sólo en los años más secos, el año promedio estadístico no requerirá ninguna energía de este tipo.

En estos casos será preferible estudiar años representativos, seco medio y húmedo y promediarlos con coeficientes de importancia adecuados.

Gráfico V



zación; es decir, de un parámetro que depende de potencia y energía en su conjunto. Aunque para cada central existe una curva de este tipo, con el objeto de no complicar innecesariamente el procedimiento, consideramos suficiente adoptar una misma curva relativa para todas ellas.

Este procedimiento lo estimamos justificado en el caso de Chile a causa de que la gran abundancia de recursos hidroeléctricos en la zona interconectada permite ir desarrollando plantas cuyos costos unitarios están sobre una misma curva de  $S$ ; aunque, a muy largo plazo, esta curva puede ir cambiando, o perder sentido si los recursos hidráulicos se hacen muy escasos. Con el objeto de aclarar su uso véase el párrafo sobre *costo fijo* que sigue.

Las plantas térmicas también tienen costos fijos diferentes según el factor de utilización. Una planta destinada a operar en forma continua tenderá a ser de más costo inicial que una diseñada para servir las puntas, ya que para obtener un mejor rendimiento térmico se usarán presiones y temperaturas más elevadas. Existirá entonces una curva de  $S$  para plantas de este tipo.

### c) Fórmulas de cálculo

El proceso detallado del cálculo se puede resumir como sigue:

$C_i^j$  = Costo kWh en hora  $i$ , nivel de demanda  $j$  (gráfico I, curva 1)

$C_i^j, v$  = Costo variable de  $C_i^j$ ;  $C_i^j, f$  = Costo fijo de  $C_i^j$

$$C_i^j = C_i^j, f + C_i^j, v$$

$Wh$  = kWh hidráulicos generados  
 $Wt$  = kWh térmicos generados  
 $Wtp$  = kWh térmicos de punta  
 $Wtb$  = kWh térmicos de base  
 $Ch$  = Costo variable hidráulico, por kWh  
 $Ct$  = Costo variable térmico, por kWh

#### Costo variable

Si la energía en  $i - j$  es hidráulica o térmica base:

$$C_i^j, v = \frac{Ch \cdot Wh + Ct \cdot Wtb}{Wh + Wtb} \quad (1)$$

Si la energía en  $i - j$  es térmica de punta:

$$C_i^j, v = Ct \quad (2)$$

#### Costo fijo

Llamamos,

$C_j$  = Costo anual por kW en nivel de potencia  $j$  (gráfico I, curva 2)

$T_j$  = Horas de utilización de la potencia  $j$

Si se utiliza la curva parabólica del gráfico II a),

$$T_j = \frac{\Delta E_j}{\Delta D_j} \text{ (horas)}$$

En la práctica la curva parabólica se hará en "tanto por uno" y no en kWh ya que cambia poco de año en año. (Véase el gráfico II b.)

El cálculo de  $C_j$  se hace con ayuda de las curvas del gráfico III. Llamando  $P_1, P_2, P_n$ ; etc. el costo anual de las distintas centrales  $1, 2, n$  y  $P_j$  el cargo que corresponde al escalón  $j$  de la central; debemos tener:

$$\sum_{\alpha=1}^n p_j^{\alpha} = C_j \quad (3)$$

$$\sum_j P_j^{\alpha} = P_{\alpha} \quad (4)$$

Llamando  $f_j^{\alpha}$  el factor utilización medio de la central  $\alpha$  y  $W_j^{\alpha}$  la potencia de  $\alpha$  en el escalón  $j$ , obtenemos del gráfico III  $S_j^{\alpha}$  y escribimos:

$$P_j^{\alpha} = P_{\alpha} \frac{W_j^{\alpha} S_j^{\alpha}}{\sum W_j^{\alpha} S_j^{\alpha}} \quad (5)$$

Para ilustrar el uso de la fórmula (5) consideremos el ejemplo siguiente:

La Central A de 100 MW sirve

60 MW con f. de P 90 % en el escalón  $j_1$ , y  
 40 MW con f. de P 30 % en el escalón  $j_2$

Costo anual de la central = 2.4 millones de dólares de gráfico III:

$$S_1^A = 1.00$$

$$S_2^A = 0.75$$

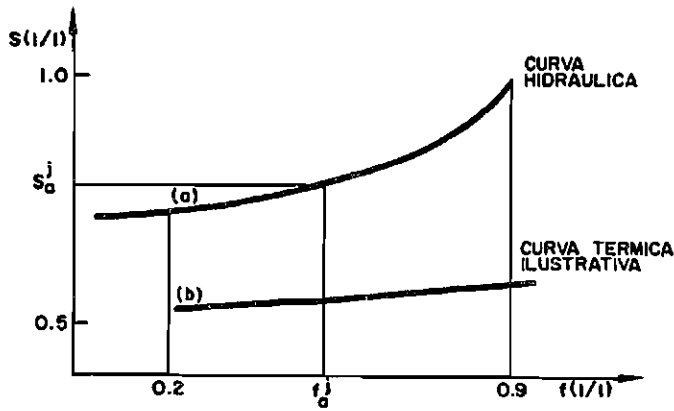
$$W_1^A = 60$$

$$W_2^A = 40$$

$$\sum_{\alpha} S_j^{\alpha} W_j^{\alpha} = 0.75 \times 40 + 1.00 \times 60 = 90$$

$$p_1^A = \frac{2\,400\,000 (1.00 \times 60)}{90} = 1.6 \text{ millones de dólares}$$

Gráfico III



por unidad de potencia, aunque esta suposición se contradice con el hecho bien conocido de que tanto las centrales hidráulicas como las térmicas tienden a un menor costo por unidad de potencia, si el factor de planta de su diseño disminuye.<sup>1</sup> En otras palabras, es más costoso generar potencia base que punta. Para tomar en cuenta este factor proponemos utilizar una curva que relacione los costos de la potencia con el factor de planta tanto para centrales hidráulicas como térmicas. (Véase el gráfico III.) Esta es sólo una curva de valores relativos, ya que el costo absoluto de la potencia será el que resulte del valor real de las instalaciones del sistema.

De los estudios sobre la forma de operación del sistema resultarán gráficos como V a) y V b), que indi-

<sup>1</sup> Véase A. Bennett y otros, *Influencia de la magnitud y características de una central hidroeléctrica en el costo de las obras.*

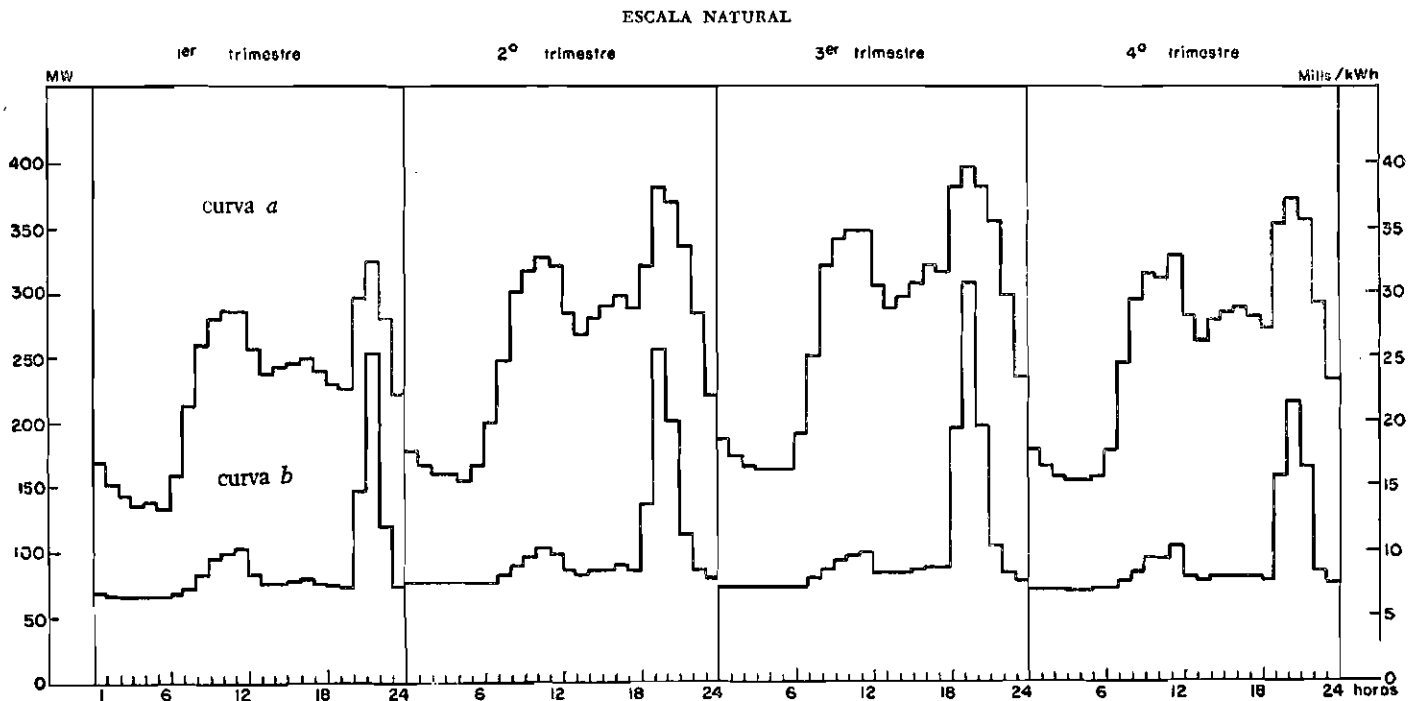
can la parte de la energía y potencia diaria suministrada por cada central. En el gráfico V a) se usa la curva horaria de consumo y en el gráfico V b) la curva parabólica correspondiente, que puede ser de más rápida obtención. En la práctica sucede que las centrales trabajan en parte como plantas tipo base y en parte como plantas tipo punta. Así, por ejemplo, la misma central aparece en el gráfico V a) entregando energía en los escalones de potencia  $j-k$ ,  $j$  y  $j+n$ . En consecuencia, el costo de la central debe repartirse de algún modo entre estos tres escalones y proponemos que esta repartición se haga pesando cada uno de ellos con el factor  $S$  que le corresponde en cada escalón de acuerdo con la curva del gráfico III.

En un estudio simplificado podrían agruparse varias centrales similares y tratarse como una sola, especialmente si su comportamiento es paralelo en distintos años hidrológicos.

Se podrían utilizar otros varios criterios para hacer esta división, por ejemplo, de acuerdo con la energía que la central proporciona en el escalón, o de acuerdo con la demanda máxima que sirve en ese escalón, etc. Nos parece, sin embargo, que el criterio más adecuado es aquél que reparte el costo de acuerdo con los costos de centrales equivalentes construidas para la utilización que tiene la central en cada escalón. Es sabido que para centrales hidráulicas no se puede hacer una correlación entre el costo y la energía desentendiéndose de la energía, y aún menos entre el costo y la energía desentendiéndose de la potencia. No obstante, y con mayor aproximación, es factible hacer una curva que relacione el costo relativo, que denominamos  $S$ , de las centrales en función de su factor de utili-

Gráfico IV

CURVAS DE CONSUMOS Y COSTOS HORARIOS, SISTEMA INTERCONECTADO, DÍA DE TRABAJO





**Cuadro 1**  
PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES GENERADORAS

Central	Tipo de central	Potencia instalada	Potencia alícuota	Costo unitario Dls./kW	Costo total Dls. × 10 <sup>6</sup>	Costo anual Dls. × 10 <sup>6</sup>
		MW				
CCE . . . . .	H	115	106	410	47.15	5 698.0
Sauzal . . . . .	H	76	70	390	29.64	3 582.0
Cipreses . . . . .	H	101	93	370	37.37	4 516.2
Abanico . . . . .	H	110	100	340	37.40	
Abanico A . . . . .	H	79.2	72	346	27.40	3 311.3
Abanico B . . . . .	H	30.8	28	325	10.00	1 208.5
Térmica A . . . . .	T	21.8	20	270	5.90	713.1
Térmica B . . . . .	T	10.8	10	270	2.90	350.4
Térmica C . . . . .	T	17.4	16	270	4.70	568.0
<i>Total</i> . . . . .		452.0	415			19 947.5

**Cuadro 2**  
USO DE LA POTENCIA ALÍCUOTA Y ENERGÍA DE CENTRALES POR ESTACIONES

	Trimestre				Total
	I	II	III	IV	
Demanda máxima horaria (MW) . . . . .	325	380	395	370	
Demanda máxima estacional (MW) . . . . .	341	399	415	389	
Energía producida (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	461.86	549.05	582.82	538.02	2 131.75
<i>CCE</i>					
Potencia (MW) . . . . .	106	106	106	106	
Energía (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	129.26	117.28	164.03	191.82	602.39
<i>Sauzal</i>					
Potencia (MW) . . . . .	70	70	70	70	
Energía (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	106.71	93.36	99.93	78.37	378.37
<i>Cipreses</i>					
Potencia (MW) . . . . .	93	93	93	93	
Energía (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	104.24	132.86	125.88	119.88	482.86
<i>Abanico</i>					
Potencia (MW) . . . . .	72	100	100	100	
Energía (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	121.65	168.55	165.98	138.95	595.13
<i>Térmica</i>					
Potencia (MW) . . . . .	—	30	46	20	
Energía (kWh × 10 <sup>6</sup> ) . . . . .	—	37.00	27.00	9.00	73.00

etc. Repartiremos este excedente en forma proporcional sobre todas las centrales, y a la potencia resultante la llamamos potencia alícuota de la central. (Cuota de la demanda máxima anual que corresponde a la central.)

c) *Determinación de los costos variables*

El procedimiento utilizado es el que se explicó en la sección (a) salvo que se aplica separadamente a cada trimestre.

Las fórmulas aplicadas fueron las (1) y (2) de la sección (c).

*Primer trimestre.* No hay cargo variable. Toda la energía es hidráulica.

*Segundo trimestre.* De las curvas diarias de operación del sistema se desprende que la energía térmica de punta es de  $0.79 \times 10^6$  kWh, y la térmica base es de  $36.21 \times 10^6$  kWh. Considerando el costo varia-

ble térmico igual a 16 milésimos de dólar/kWh resulta un costo variable general de 1/06 milésimos de dólar para la energía del período en las horas fuera de punta y de 1.51 en las horas de punta (20 horas de los días de trabajo).

*Tercer trimestre.* La energía térmica de punta es de 12.4 — 12.89 y  $31.62 \times 10^6$  kWh respectivamente en las tres horas de máxima demanda (19-20-21 horas de días de trabajo). La energía térmica base es de  $23.44 \times 10^6$  kWh. Repartiendo los costos, resulta un cargo variable de 0.64 milésimos de dólar/kWh en las horas de punta, y de 1.07 — 1.09 y 1.69 en las tres horas que se consideran de máxima demanda, respectivamente.

*Cuarto trimestre.* La energía térmica de punta es  $76 \times 10^6$  kWh y la base  $8.9 \times 10^6$  kWh. Los costos variables resultan de 0.27 milésimos de dólar/kWh a las horas fuera de punta y 0.31 en las de punta (21 horas de los días de trabajo).

$$p^{j2} = \frac{2\,400\,000 (0.75 \times 40)}{90} = 800\,000 \text{ dólares}$$

$$\text{Costo por kW de la Central A en punta: } \frac{800\,000}{40\,000} = 20 \text{ Dls.}$$

$$\text{Costo por kW de la Central A en base: } \frac{1\,600\,000}{60\,000} = 26.66 \text{ Dls.}$$

El costo fijo por kWh al nivel  $j$ , hora  $i$  será:

$$C_{i,f}^j = \frac{C_j}{T_j} = \frac{\Delta D_j}{\Delta E_j} \cdot \sum \frac{P S_j W_j}{\alpha \alpha \alpha} \quad (6)$$

Una vez calculado  $C_{i,f}^j$  con ayuda de las fórmulas anteriores podemos calcular el costo total promedio del kWh en la hora  $i$  que valdrá:

$$W_i = \frac{\sum_j C_{i,f}^j}{(D_m)_i} \quad (7)$$

$(D_m)_i$  es la demanda máxima horaria de hora  $i$ .

#### d) Observaciones

Los valores de  $W_i$  se pueden usar entonces para calcular costos de servicio a clientes con curvas de consumo arbitrarias.

#### Consumidores arbitrarios

Si la curva de consumo es  $d(i)$  el costo medio de servicio será (por kWh)

$$W_m = \frac{\sum_i W_i d(i)}{\sum_i d(i)} \quad (8)$$

Otras aplicaciones se sugieren en forma análoga, por ejemplo la valorización de la energía ofrecida por una planta particular que desea vender excedentes al sistema, etc.

#### Valorización de las pérdidas de transmisión

Las pérdidas son muy aproximadamente proporcionales al cuadrado de la demanda, de modo que el valor medio del kWh de pérdida se podría calcular por la fórmula

$$W_p = \frac{\sum_i W_i d^2(i)}{\sum_i d^2(i)} \quad (9)$$

### 2. Aplicación del método propuesto al sistema interconectado chileno para el año 1959

Como una ilustración del método general sugerido en la primera parte del trabajo se ha hecho una aplicación a la zona de Chile comprendida entre los paralelos 32° y 39° de latitud sur. Esta zona es servida por un sistema predominantemente hidráulico, pero en el cual hay cierta generación térmica.

El estudio hecho es retrospectivo ya que se tomó un año cuya curva de consumo y características de generación eran conocidas. Difiere por lo tanto de lo

que se habría hecho con fines de planeación o tarificación hacia el futuro, y sirve sólo para ilustrar el procedimiento.

Además, como no se dispone aún de computadores electrónicos, se hicieron los cálculos en máquinas de escritorio, lo que obligó a simplificar los datos base. El consumo anual se resumió en 8 curvas diarias correspondientes a los días típicos de trabajo y festivos de los 4 trimestres del año. Los cargos fijos se dividieron primero en trimestres y luego en horas de los días típicos. Los cargos variables de las plantas hidráulicas se consideraron nulos (en efecto se incorporaron a los fijos) y sólo se consideraron los de las plantas térmicas. Otras simplificaciones del cálculo aparecen más adelante.

#### a) Centrales

Las centrales generadoras se agruparon como sigue:

i) Central CCE que representa las Centrales Volcán, Queltehues, Maitenes y Florida de la Cía. Chilena de Electricidad y otras pequeñas plantas de industrias de la misma zona, que no pertenecen a la ENDESA.

ii) Centrales hidráulicas Sauzal y Sauzalito, ubicadas en la cordillera, al interior de la ciudad de Rancagua.

iii) Central hidráulica Cipreses, situada en la cordillera, cerca de la ciudad de Talca.

iv) Central hidráulica Abanico, situada en la cordillera cerca de la ciudad de Los Ángeles.

v) Central térmica, que corresponde a las centrales Laguna Verde y Mapocho, esta última situada en Santiago, pero consideradas con una potencia algo distinta de la potencia real.

Las principales características de las centrales se resumen en el cuadro 1.

#### b) Consumo

El consumo, que fue de  $2\,131.75 \times 10^6$  kWh en el año, se ha separado en 4 trimestres. Dentro de estos trimestres se han supuesto sólo dos días típicos, uno correspondiente a los días de trabajo y el otro a los festivos.

La repartición estacional del consumo así como los aportes de las distintas centrales se indican en el cuadro 2.

En dicho cuadro se llama demanda máxima estacional a la demanda máxima instantánea del período. Esta demanda excede en 5 por ciento la demanda máxima horaria. La demanda máxima anual instantánea se produce en el invierno (415 MW) y, como puede verse, es inferior en 37 MW a la potencia instalada en el sistema. Este exceso se compone en parte de potencia auxiliar para las centrales, de pérdidas, de reservas para casos de falla o mantenimiento, de exceso efectivo, pero transitorio, de potencia instalada,

Cuadro 4

## PROCESO TÍPICO PARA DETERMINAR REPARTICIÓN HORARIA DE COSTOS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Hora	Demanda	$\Delta D_j$	$\Delta E_j$	$T_j$	P	$F_j$	$S_j$	$C_j^f$	$C_j^v$	$C_j$	$W_i$
Unidad	MW	MW	$kWh \times 10^6$	Horas	Miles de dólares	1/1	1/1	mils/kWh	mils/kWh	mils/kWh	mils/kWh
Fórmula	Gráfico I Curva I		Gráfico II	$\frac{\Delta E_j}{\Delta D_j} \times 10^3$	Cuadro 3	$T_j/T_t$	Fig. 3	6 (a)	párrafo 2.3	$C_j^f + C_j^v$	$\frac{\sum C_j^i}{(D_m)^i}$
2º trimestre											
4T	159.6	4.6	9.30	2 021	5 055	0.92	1.00	7.09	1.06	8.15	7.65
2F	160.2	0.6	1.17	1 948	5 055	0.89	0.99	7.28	1.06	8.34	7.65
22T	335.2	8.4	1.84	219	5 055	0.10	0.72	47.08	1.06	48.14	11.34
20T	380.0	11.0	0.79	73	5 055	0.03	0.96	187.82	1.51	189.33	25.50

NOTA: En el presente cuadro de 12 columnas se han tomado algunos valores de demandas horarias elegidos al azar. En la práctica deben anotarse todos los valores distintos de demanda, en orden creciente. (En este caso 48 valores correspondientes a las 24 horas de días de trabajo y 24 de días festivos.)

## f) Resultados y observaciones

Los resultados de los cálculos anteriores se han resumido en el gráfico IV, curvas a y b, donde aparecen simultáneamente la demanda máxima horaria y el costo horario de servicio en función del tiempo. El caso especial en estudio muestra sólo algunas de las características del costo horario de servicio que son de esperar en un sistema eléctrico. Desde luego se observa la fuerte variación del costo entre horas de demanda máxima y el resto. También se ve que en las horas fuera de punta de los días de trabajo, así como en los días festivos, el costo es casi uniforme.

Este estudio, sin embargo, no destaca la importante diferencia que existe en el sistema entre los costos medios estacionales del verano y del invierno, lo que se debe a las características hidrológicas especialmente húmedas del año 1959, al que se aplicó. Un estudio completo, para un conjunto de años hidrológicos, habría acusado la diferencia mencionada a través de un mayor recargo en invierno por uso de energía térmica.

## 3. Conclusiones

El análisis preciso de la forma de trabajo de un sistema eléctrico complejo, así como el cálculo del costo del servicio eléctrico en una hora cualquiera, son perfectamente viables si se utilizan calculadores rápidos. Los métodos abreviados que han sido de uso común hasta la fecha se justifican sólo en sistemas muy simples. En los otros casos la mayor y mejor informa-

ción que se puede obtener con el uso de estas máquinas pagará muchas veces el costo de estos estudios.

La programación de estos estudios para su realización mediante máquinas obliga a crear métodos lógicos y a formularlos de manera rigurosa, lo que indirectamente traerá una mejor comprensión de las variables en juego y de su importancia relativa.

Un ejemplo de lo anterior ha sido la exposición del método utilizado para calcular el costo horario de servicio en el sistema interconectado de ENDESA, en el que cada paso ha debido ser definido sin ambigüedad.

Naturalmente, es cuestión de criterio aceptar o no las premisas que el método implica, pero por lo menos ellas están claramente formuladas y expuestas de modo que permite su crítica o mejoramiento ulterior. Lo que se desea hacer resaltar es justamente la potencialidad casi ilimitada de estas herramientas nuevas, ya que bastará adoptar un procedimiento lógico de abordar un problema sin preocuparse de su complejidad, la que sólo influirá en el tiempo de uso de las máquinas. Así, usando el método de Montecarlo, podríamos perfeccionar el estudio anterior introduciendo otras variables aleatorias, como posibilidades de fallas en el equipo, o en líneas de interconexión, además de la variabilidad hidrológica.

El sistema interconectado actual de ENDESA es aún bastante pequeño, pero la utilidad de estos estudios será cada vez mayor, ya que una duplicación de instalaciones —lo que sucede aproximadamente cada siete años— implica un aumento de complejidades mucho mayor que el factor 2.

d) *Repartición estacional del costo fijo de las centrales*

Para efectuar la repartición estacional nos valemos de la curva del gráfico III que da los valores de S y usando una fórmula similar a la fórmula (3) del párrafo c), pero en la cual j indica el número del trimestre.

Para simplificar los cálculos la Central Abanico se supondrá separada en 2 centrales, una de 72 MW (potencia alicuota) que entrega su potencia todo el año, y la otra de 28 MW, que no trabaja en el verano. Asimismo, la central térmica se descompone en 3 centrales, de 20, 10 y 16 MW que funcionan en otoño, invierno y primavera; otoño e invierno; y solamente en invierno, respectivamente. Se supondrá que las centrales térmicas tienen un costo por kW independiente del factor de utilización, siendo, por tanto S, constante.

Los porcentajes de cargo anuales sobre las inversiones, valuados según el método de fondo de amortización, con un interés de 10 por ciento, amortización en 50 años para centrales hidroeléctricas y 33 años para centrales térmicas, y con 2 por ciento anual para gastos de operación y mantenimiento, resultan ser de:

12.085 por ciento para centrales hidroeléctricas.

12.430 por ciento para centrales térmicas.

Como los valores actualizados del costo de las centrales y sistemas de transmisión que se disponían para el estudio fueron calculados en 1958, se ha usado la conversión a dólares vigente en dicho año.

El proceso de cálculo y sus resultados aparecen en el cuadro 3.

e) *Repartición horaria de los costos fijos y variables*

Determinados los cargos trimestrales correspondientes a las distintas centrales (véase el párrafo 2 d)), éstos se totalizaron por trimestre.

En seguida para hacer la adjudicación por escalón de demanda se dividió el total trimestral de acuerdo con la fórmula (6) modificada para el caso en que todas las centrales se consideran en conjunto, es decir:

$$C_j^i f = \frac{\Delta D_j}{\Delta E_j} \cdot \frac{PS_j \cdot W_j}{\sum_j PS_j \cdot W_j} \quad (6a)$$

en que P es la suma de los costos de las centrales en el trimestre ( $P = \sum P\alpha$ ). Nuevamente aclaramos que se siguió este método para abreviar el cálculo por no haber mejores medios disponibles.

Vale la pena hacer notar que el 5 por ciento de potencia adicional necesario para servir la demanda máxima instantánea estacional se repartió sobre la hora de máxima demanda horaria y sus dos vecinas inmediatas, en atención a que se desconoce en general en cuál de esas horas se producirá efectivamente el máximo instantáneo en el curso del trimestre. Un ejemplo del proceso de cálculo se da en el cuadro 4.

Cuadro 3

REPARTICIÓN DEL COSTO FIJO ANUAL DE CENTRALES POR TRIMESTRE

Central	f. de P (Porcentaje)	Costo anual relat. en función de f. de P.	Responsabilidad en el costo anual (Porcentaje)	Costo anual (Dólares × 10 <sup>6</sup> )
<i>I trimestre</i>				
CCE. . . . .	52.0	0.79	24.3	1 384.6
Sauzal . . . . .	65.0	0.83	25.9	927.7
Cipreses. . . . .	47.8	0.78	24.5	1 106.5
Abanico				
Abanico A . . . . .	74.5	0.86	25.6	847.6
Abanico B . . . . .	—	—	—	—
Térmica A . . . . .	—	—	—	—
Térmica B . . . . .	—	—	—	—
Térmica C . . . . .	—	—	—	—
<i>Total. . . . .</i>				<i>4 266.4</i>
<i>II trimestre</i>				
CCE. . . . .	46.7	0.77	23.7	1 350.4
Sauzal . . . . .	56.3	0.80	24.9	891.9
Cipreses. . . . .	60.2	0.81	25.5	1 151.6
Abanico				
Abanico A . . . . .	73.2	0.85	25.3	837.6
Abanico B . . . . .	73.2	0.85	34.0	410.9
Térmica A . . . . .	—	—	33.3	237.7
Térmica B . . . . .	—	—	50.0	175.2
Térmica C . . . . .	—	—	—	—
<i>Total. . . . .</i>				<i>5 055.3</i>
<i>III trimestre</i>				
CCE. . . . .	64.6	0.83	25.5	1 453.0
Sauzal . . . . .	59.1	0.81	25.2	902.7
Cipreses. . . . .	56.4	0.80	25.2	1 138.1
Abanico				
Abanico A . . . . .	71.3	0.84	25.0	827.6
Abanico B . . . . .	71.3	0.84	33.6	406.1
Térmica A . . . . .	—	—	33.3	237.7
Térmica B . . . . .	—	—	50.0	175.2
Térmica C . . . . .	—	—	100.0	568.0
<i>Total. . . . .</i>				<i>5 708.4</i>
<i>IV trimestre</i>				
CCE. . . . .	75.6	0.86	26.5	1 510.0
Sauzal . . . . .	46.3	0.77	24.0	859.7
Cipreses. . . . .	53.7	0.79	24.8	1 120.0
Abanico				
Abanico A . . . . .	59.7	0.81	24.4	798.5
Abanico B . . . . .	59.7	0.81	32.4	391.5
Térmica A . . . . .	—	—	33.3	237.7
Térmica B . . . . .	—	—	—	—
Térmica C . . . . .	—	—	—	—
<i>Total. . . . .</i>				<i>4 917.4</i>

## 2. Proyecto de las nuevas condiciones de operación

Como ha quedado establecido, el presente estudio se basa en la posibilidad de que los actuales usuarios regulares en el ramo de la industria henequenera cambien del segundo al tercer turno el grado de utilización actual de la energía eléctrica suministrada por la compañía, y en que durante este tercer turno los usuarios que cuentan con planta propia consuman también energía de la compañía, según la demanda y el consumo que ahora hacen de sus propias fuentes de suministro durante el segundo turno de su operación.

La demanda máxima de todos los usuarios con planta propia, ocurre durante el turno diurno y coincide con la punta matutina del sistema. Durante el segundo turno, entre las 18 y las 20 horas, se localiza la demanda máxima de estas fábricas (que alcanza el 80 por ciento del valor del primer turno) contribuyendo a la punta nocturna del sistema. La demanda máxima que se registra en el tercer turno de las cordelerías, que ocurre durante las primeras horas de dicho período, llega apenas a ser del 25 por ciento de la demanda máxima ocurrida en el turno diurno. Se tratará, pues, de estudiar el desplazamiento de los diferentes turnos en la forma siguiente:

El primer turno de las 6 a las 14 horas permanecería tal como ahora se encuentra, ya que su presencia contribuye a que se cuente con una punta de demanda durante las horas de la mañana, contribuyendo así a mejorar el factor de carga de las centrales generadoras.

Los turnos segundo (de las 14 a las 22 horas) y tercero (de las 22 a las 6 horas del día siguiente) se intercambiarían entre sí, dando como resultado que se traslade la demanda de este grupo de usuarios de la hora de la punta de demanda máxima nocturna del sistema a las primeras horas del día en que esta demanda es mínima, con la consiguiente mejoría del factor de carga de las centrales generadoras.

Las demandas máximas y consumos anuales de las cordelerías servidas por la compañía y que se toman como base, son:

	Demanda máxima	Consumo
Usuarios con planta propia:		
Último año regular . . . . .	2 160 kW	4 915 080 kWh
Año 1960 . . . . .	2 086 kW	1 274 400 kWh
Usuarios permanentes . . . . .	5 623 kW	14 412 800 kWh

De acuerdo con la investigación llevada a cabo en distintas factorías de la localidad se llegó a la conclusión de que éstas operan, por lo que al consumo de energía eléctrica concierne, en la siguiente forma:

Turno	Proporción de la demanda máxima (Porcentaje)	Proporción relativa del consumo (Porcentaje)
6 a 14 horas . . . . .	100	100
14 a 22 horas . . . . .	80	60
22 a 6 horas . . . . .	30	25

## 3. Cálculo de las demandas máximas y de los consumos durante los diferentes turnos de operación de las cordelerías

### a) Usuarios con planta propia

Datos correspondientes al último período anual en que se suministró el servicio en forma regular.

Turno	Demanda máxima		Consumo	
	%	kW	%	kWh
6 a 14 horas . . . . .	100	2 160	100	2 657 100
14 a 22 horas . . . . .	80	1 728	60	1 593 960
22 a 6 horas . . . . .	30	648	25	664 020
				4 915 080

La distribución de la energía que la compañía suministró a estos consumidores durante 1960, por turnos de trabajo, es la siguiente:

Turno	Demanda máxima		Consumo	
	%	kW	%	kWh
6 a 14 horas . . . . .	100	2 086	100	688 860
14 a 22 horas . . . . .	80	1 670	60	413 310
22 a 6 horas . . . . .	30	626	25	172 230
				1 274 400

### b) Usuarios permanentes

Por lo que se refiere a los usuarios permanentes de la compañía, sus condiciones de operación durante 1960, por turnos de trabajo, fueron las siguientes:

Turno	Demanda máxima		Consumo	
	%	kW	%	kWh
6 a 14 horas . . . . .	100	5 623	100	7 790 700
14 a 22 horas . . . . .	80	4 498	60	4 674 400
22 a 6 horas . . . . .	30	1 687	25	1 947 700
				14 412 800

Una vez determinadas las condiciones de operación de cada turno, se procede a precisar las modificaciones que sufrirán éstas al efectuar el intercambio de los turnos segundo y tercero, incluyéndose dentro de este último, en las "Condiciones según estudio", la posibilidad de que se atiendan completamente, durante su horario, las necesidades de los usuarios que cuentan con planta propia.

### Modificaciones de la demanda

	Segundo turno	Tercer turno
Condiciones actuales		
Usuarios con planta propia . . . . .	1 670 kW	626 kW
Usuarios permanentes . . . . .	4 498 kW	1 687 kW
Total . . . . .	6 168 kW	2 313 kW

## SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN HORAS PREDETERMINADAS

### Su influencia en la operación de las estaciones generadoras y consideraciones generales acerca de la tarifa aplicable a esta clase de servicios

por Héctor Balandrano C.\*

Con el fin de precisar las ventajas y posibilidades del eventual suministro público de energía eléctrica en horas distintas a aquéllas en que ocurre la demanda máxima, así como para establecer los lineamientos que se deban considerar en el diseño de la tarifa aplicable a ese suministro, se ha seleccionado un caso concreto que sirve de base a este informe y que se refiere a la industria henequenera localizada en la ciudad de Mérida, estado de Yucatán, de la República Mexicana. Dichas factorías presentan la característica de que el grado de utilización de la energía eléctrica es distinto en sus tres turnos de trabajo, de 8 horas cada uno, siendo posible diferir parte de la demanda que coincide con la hora en que ocurre la demanda máxima del sistema, a otras horas.

La posibilidad de suministrar energía eléctrica fuera de las normas tradicionales establecidas por los consumidores de Mérida, fue inspirada en el deseo de mejorar el factor de carga del sistema de abastecimiento público de energía eléctrica a fin de obtener el máximo provecho de las actuales instalaciones generadoras y conocer la disponibilidad de potencia en la hora de la demanda máxima, considerando las nuevas condiciones de operación que en este estudio se proyectan para la industria henequenera.

El cálculo de la potencia susceptible de diferir de las horas en que se registra la demanda máxima a otras más convenientes para el propósito que se investiga, depende fundamentalmente de que las industrias afectadas puedan trabajar en las horas que se determinen, sin perjuicio en el proceso de producción o en los costos normales de operación.

Al lograr reducir la demanda máxima con el incremento correlativo de la demanda en otras horas, se obtienen ciertas ventajas, de las que por su importancia se enumeran las siguientes:

a) Disponibilidad de mayor potencia para servicios que obligadamente coinciden en la hora de mayor carga.

b) Posibilidad de diferir por tiempo determinado la adición de nuevas unidades y de utilizar los recursos financieros disponibles para la ejecución de mejoras y nuevas obras, a fin de alcanzar el máximo de rendimiento en otros aspectos de las propiedades afectas al suministro de energía eléctrica, de acuerdo con las normas que aconseja la técnica de la ingeniería eléctrica.

c) Obtener una operación más eficiente y económica,

cuyo beneficio debe reflejarse en tarifas adecuadas, que beneficie y estimule el uso de energía eléctrica fuera de las horas de carga máxima.

d) Aprovechar el combustible usado para mantener las calderas con presión adecuada, en la generación de energía eléctrica, mejorando así la utilización productiva de recursos naturales no renovables.

e) Ofrecer a las industrias que cuentan con plantas propias la posibilidad de diferir el mantenimiento de sus unidades, ya que su operación diaria se veía disminuida; asimismo, se ofrecería a estas industrias una fuente de energía de emergencia que asegure la continuidad de la producción.

Las ventajas enumeradas se obtienen en el caso concreto de la industria henequenera.

#### 1. Características generales de la operación de las factorías de la industria henequenera

**Horario:** Las cordelerías, como genéricamente son conocidas en la región estas factorías, laboran prácticamente las 24 horas del día comprendiendo los tres turnos siguientes:

**1er turno:** De las 6 a las 14 horas. Este es el turno principal, durante el que ocurre la demanda máxima diurna de la empresa.

**2º turno:** De las 14 a las 22 horas. En este turno, segundo en importancia, la magnitud de su operación corresponde a una proporción que varía entre el 50 y el 65 por ciento de la del primer turno.

**3er turno:** De las 22 a las 6 horas del día siguiente. La magnitud de la operación de este turno equivale a una proporción que varía entre el 20 y el 30 por ciento de la del primer turno.

El análisis de las demandas y consumos anuales de estas factorías, señala la existencia de dos períodos bien definidos en su operación: uno de actividad máxima, comprendida entre los meses de noviembre a junio, y otro en que la actividad disminuye y que comprende el resto del año. Este estudio se concreta al período de actividad máxima dentro del ciclo anual.

En la fecha de este trabajo, siete industrias beneficiadoras de la fibra del henequén generan la mayor parte de la energía eléctrica que requieren; la capacidad total instalada en estas siete industrias es de 4 111 kVA. Existen, además, tres industrias dedicadas a otras actividades con un total de 2 530 kVA de capacidad instalada.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.48.

## CONSIDERACIONES SOBRE COSTOS Y TARIFAS ELÉCTRICAS EN MÉXICO

por Gregorio Covarrubias de Labra \*

### 1. Causas de las diferencias de costo por kWh dentro de un sistema eléctrico y entre los distintos sistemas

Las instalaciones hidroeléctricas tienen un costo de producción del kWh notablemente más bajo en relación con instalaciones termoeléctricas semejantes en magnitud y en características de operación, porque no requieren combustibles y porque los costos de operación y mantenimiento son asimismo menores. Sin embargo, la magnitud de las inversiones es bastante más elevada.

En la medida en que influye en la capacidad de generación, el tamaño de la planta tiene importancia con relación al costo resultante por kWh. Asimismo, cuando los equipos son nuevos requieren pocos gastos de mantenimiento.

También influye en el costo el aprovechamiento de las plantas, o sea el factor de planta. A mayor factor de planta corresponde mayor generación y consecuentemente menor costo del kWh.

Por último, otros de los factores fundamentales que influyen en el costo son la organización y el programa de operación adoptados.

Los estudios económicos determinarán el número y las características de las plantas que deban construirse para satisfacer las necesidades del mercado. Siempre que ello se justifique, tendrán preferencia en la construcción las grandes centrales, que permiten la obtención de menores costos por kWh.

Las instalaciones adicionales a la generación —transmisión, transformación y distribución— difieren bastante dentro de un mismo sistema y desde luego de un sistema a otro, en cuanto a longitud de líneas, capacidad, clase y valor de las instalaciones. En estas condiciones los costos de transmisión, transformación y distribución de la energía no pueden ser los mismos en una y otra planta, en una y otra línea ni en una y otra red.

Las líneas dependen de la localización y magnitud de las plantas, por lo que el problema debe abordarse en conjunto y resolverse después del análisis económico justificativo. Sin embargo, es deseable que los beneficios de la electricidad se extiendan cada vez más y con el mínimo de costo para favorecer a la colectividad.

De acuerdo con las estadísticas de producción de energía que publica en México la Nacional Financiera, S. A., en el último decenio se observa un crecimiento promedio anual de 9.5 por ciento. La conservación de dicho ritmo en los próximos años requiere en números redondos duplicar la producción de ener-

gía en 8 años, si se conserva un factor de planta del mismo orden al registrado anteriormente. Para ello se necesitarían 11 000 millones de pesos, lo que representa un promedio anual de inversiones de 1 375 millones de pesos (110 millones de dólares).

La magnitud de esas inversiones obligaría a recurrir a las siguientes fuentes:

a) Préstamos del exterior y de instituciones nacionales a largo plazo con bajo tipo de interés;

b) Aportaciones del público y de instituciones que en forma similar a las acciones tuvieran algún incentivo, y

c) Aportaciones del estado.

Como no es recomendable que el estado distraiga en la industria eléctrica recursos que le son necesarios para otras actividades, solamente podría recurrirse a las formas de financiamiento señaladas en los incisos a) y b).

Se requieren cuidadosos estudios para determinar la localización de las futuras plantas eléctricas, no sólo en relación con las fuentes de aprovechamiento de energía —posibilidades hidráulicas, aprovechamiento geotérmico, combustibles tales como carbón de piedra, gas, etc.—, sino también para cubrir las necesidades presentes y futuras de los mercados que serán servidos. De ahí que deban tomarse en cuenta además del aspecto técnico, el punto de vista económico relacionado con la costeabilidad. Así, pues, tendrían que elegirse las instalaciones más económicas y por ende las de menor costo por kWh generado, transformado, transmitido y distribuido.

En el enfoque económico de la industria eléctrica deben considerarse los impuestos a que está sujeta, la política tarifaria, los aspectos administrativos y laboral, el mantenimiento y la operación de los equipos en función de su capacidad y rendimiento, etc. Todo ello influye directa o indirectamente en el costo de la energía producida.

### 2. Reglamentación de las tarifas e influencia de la política tarifaria en el desarrollo de la industria

Las principales características de la Ley de la Industria Eléctrica de México, reformada en 1941, son las siguientes:

a) Regular la energía eléctrica para obtener su mejor aprovechamiento en beneficio de la colectividad;

b) Estimular el desarrollo de la misma;

c) Establecer normas para la protección y seguridad de las personas relacionadas con la industria;

d) Fijar los requisitos a que debe sujetarse el otor-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.45.

Condiciones según estudio		
Usuarios con planta propia . . . . .	626 kW	1 728 kW
Usuarios permanentes . . . . .	1 687 kW	4 498 kW
<i>Total</i> . . . . .	<u>2 313 kW</u>	<u>6 226 kW</u>
Diferencias . . . . .	R 3 855 kW	3 913 kW

*Modificaciones en el consumo*

Condiciones actuales		
Usuarios con planta propia . . . . .	413 310 kW	172 230 kW
Usuarios permanentes . . . . .	4 674 400 kW	1 947 700 kW
<i>Total</i> . . . . .	<u>5 087 710 kW</u>	<u>2 119 930 kW</u>

Condiciones según estudio		
Usuarios con planta propia . . . . .	172 230 kW	1 593 960 kW
Usuarios permanentes . . . . .	1 947 700 kW	4 674 400 kW
<i>Total</i> . . . . .	<u>2 119 930 kW</u>	<u>6 268 360 kW</u>
Diferencias . . . . .	R 2 967 780 kW	4 148 430 kW

Existen en Mérida dos fuentes de abastecimiento público de energía eléctrica: la planta de esta compañía con una capacidad instalada de 13 500 kW y la que es propiedad de la Comisión Federal de Electricidad con 6 240 kW. Dada la forma en que las necesidades del sistema son satisfechas, tanto la disminución de la carga durante la punta nocturna como el aumento de la misma durante las primeras horas del día, por efecto del traslado de las cargas máximas, se repartirán entre las dos fuentes de suministro. Esta repartición podría llevarse a cabo en la forma siguiente:

La demanda máxima de las cordelerías contribuye con un 80 por ciento de su valor a la punta de la demanda nocturna del sistema; por lo tanto, la planta propiedad de la compañía vería disminuida su demanda en 1 600 kW durante la punta nocturna de la demanda, y aumentada en 1 600 kW dentro de las primeras horas de la mañana.

Por lo que toca a la planta de la Comisión Federal de Electricidad la disminución de la demanda durante la punta nocturna sería de 1 484 kW, en tanto que el aumento durante las primeras horas ascendería a 1 530 kW.

Ambas modificaciones a las demandas máximas en las dos plantas suministradoras de energía eléctrica traerían como consecuencia una mejor operación de las mismas al uniformar sus respectivas cargas, mejo-

rando sensiblemente sus factores de carga. Así, para el sistema en conjunto, el análisis de su operación real durante el mes de diciembre de 1960 arroja un factor de carga de 53.55 por ciento, en tanto que de acuerdo con la operación propuesta en el estudio, dicho factor de carga podría mejorar para alcanzar el valor de 69.44 por ciento.

Por lo que a la central generadora propiedad de la compañía se refiere, dicho mejoramiento del factor de carga se refleja en un ahorro en el volumen del combustible usado, que reduce su importe en la cifra de 240 000 pesos anuales ante un costo total por este concepto de 3 680 000 pesos en el mismo período.

Por otra parte, de acuerdo con estimaciones recientes del sistema, se hará necesario instalar durante los últimos meses de 1962 una nueva unidad generadora. En caso de reducir la punta neta del sistema en 3 084 kW, la adición se haría necesaria para fines de 1964, o sea que la inversión correspondiente se difiere alrededor de 24 meses.

*4. Consideraciones acerca de la tarifa aplicable a este tipo de servicio*

El suministro de energía eléctrica, limitado a un horario predeterminado, debe cobrarse conforme a cuotas que se fijan en una tarifa especial en la que no deben considerarse todos los cargos y gastos que normalmente se cubren a través de una tarifa para servicio continuo de 24 horas diarias.

La tarifa para servicios con horario predeterminado debe cubrir lo correspondiente al combustible y lubricante, impuesto de producción de energía eléctrica y pérdidas de transmisión y distribución, así como una cantidad adecuada para los gastos de operación y mantenimiento y otros cargos que, en exceso de los que corresponden a una operación normal, sea necesario satisfacer ante el mayor número de horas de utilización de los distintos equipos involucrados.

La estructura de la tarifa puede ser la más simple de las conocidas, o sea la que únicamente incluye un cargo por kilovatio-hora consumido, ya que no existe responsabilidad alguna en la demanda máxima, y la potencia sólo puede ser utilizada dentro de los límites de un horario restringido en que tan sólo está activa una pequeña parte de las instalaciones existentes.

Las diversas bases que se han utilizado en forma general en este ensayo, permiten concluir que el concepto antiguo del suministro fuera de la hora máxima tiene nuevas posibilidades en países de recursos financieros insuficientes.



# LA DEMANDA DE EQUIPOS PARA LA INDUSTRIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEXICO

por Octavio Garduño Díaz-Chávez \*

El desarrollo económico de todo país va íntimamente ligado al desarrollo de su propia industria de energía eléctrica. Y ésta requiere un abastecimiento creciente de máquinas, equipos y materiales de características específicas.

En México, debido al aumento constante del consumo de electricidad, se hace necesario contar con una industria integrada que haga frente a la demanda impuesta por el desarrollo de la industria de energía eléctrica. Teniendo en cuenta esta situación, el Departamento de Investigaciones Industriales del Banco de México, S. A., consideró oportuno ampliar y actualizar la información de que disponía. Para ello aprovechó, en parte, los resultados de una serie de seminarios y entrevistas con los dirigentes y técnicos de las más im-

portantes empresas establecidas en el país, dedicadas a la manufactura de equipo eléctrico de todo tipo.

En la sección A del presente ensayo se resume la situación por la que atravesó la industria eléctrica mexicana en años recientes, y, en función de esos datos, se proyectan, hasta los años 1965 y 1970, tanto las demandas de capacidad instalada y de generación de energía eléctrica, como las de importación y consumo.

En la sección B se analizan parte de los resultados obtenidos en los seminarios, y a base de las cifras determinadas para consumo y generación, se calcula, a precios de 1960, el valor probable de la demanda de maquinaria, equipos y materiales eléctricos, comparándolo con la posible oferta que de esos mismos productos pueda hacer la industria establecida en el país.

## A. INDUSTRIA ELÉCTRICA

### 1. Examen de la situación durante 1950-60

La mayor parte de la energía eléctrica destinada al servicio público ha sido generada en México por plantas pertenecientes a tres grandes grupos de empresas, a saber: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., y subsidiarias; la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, S. A., y la Comisión Federal de Electricidad.

Además de las plantas de servicio público, existen otras que suministran energía únicamente a instalaciones industriales, especialmente a aquéllas que requieren vapor para sus procesos de transformación; las plantas de servicio privado. Por último, hay plantas que abastecen a ciertas industrias y venden al público una pequeña cantidad de energía, que son las llamadas de servicio mixto.

El desarrollo de la capacidad de generación total, es decir, del conjunto de plantas de servicio público, privado y mixto, se produjo en forma un tanto irregular durante el período que termina en 1945, al finalizar la última gran contienda mundial. Posteriormente, el crecimiento de la capacidad ha seguido un ritmo más o menos uniforme, gracias, sobre todo, a la labor llevada a cabo por la Comisión Federal de Electricidad, organismo descentralizado del estado que no sólo ha instalado plantas en zonas a las que no llegó la iniciativa privada, sino también en las regiones concesionadas a esta última.

El año 1960 marcó el comienzo de una nueva eta-

pa en la historia del desarrollo de la industria eléctrica mexicana. En efecto, el estado adquirió ese año la totalidad de las propiedades de las empresas administradas por la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas y la mayoría de las acciones de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y subsidiarias. Consecuentemente, se hallan en manos de la nación las instalaciones que han de suministrar la gran mayoría de la energía eléctrica destinada al servicio público.

La evolución de la capacidad instalada total en los años 1950, 1955 y 1960 puede observarse en el cuadro 1. La electricidad generada por el conjunto de plantas ha seguido un ritmo de desarrollo semejante al de la *capacidad*, como puede verse en el mismo cuadro, y es interesante también observar los datos de generación correspondientes a las plantas hidráulicas y a las térmicas. La generación térmica es ligeramente mayor que la hidráulica en los tres años considerados del decenio en cuestión, cosa que, por lo demás, ocurre en la mayoría de los años de ese período. El hecho se debe, en parte, al predominio que están adquiriendo las plantas térmicas sobre las hidráulicas, sobre todo a partir de los años finales de la década del cuarenta.

El factor de utilización de las plantas termo e hidroeléctricas se ha mantenido en un valor de 40 por ciento, aproximadamente, en los diez años del período analizado. Se destacan en el cuadro 2 las cifras correspondientes a los años del período 1950-60.

Para completar la imagen del desarrollo de la industria de generación eléctrica en México, aparece en

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.6.3.

gamiento de autorizaciones para desarrollar actividades relativas a la industria;

e) Determinar los actos u omisiones violatorios de dicha ley;

f) Establecer el principio de la reversión en favor del estado de los bienes de las empresas eléctricas en la forma de un entero anual del 2 por ciento del valor de las propiedades físicas —excepción hecha de las obras hidráulicas permanentes— y además el importe de los materiales en almacén para operación y mantenimiento;

g) Tomar en cuenta los costos originales de inversión para las inversiones posteriores a 1941.

En el reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, que data de 1945, merecen especial mención los artículos 142 y 143. El artículo 142 se refiere al rendimiento anual autorizable a las empresas tomando como base los rendimientos de otros servicios públicos y en general los de otras inversiones que sean semejantes desde el punto de vista de los riesgos, la cuantía y el plazo.

En ningún caso debe ser menor que el más alto establecido para bonos y obligaciones del estado, a menos que lo acepte el propio concesionario.

El rendimiento será suficiente para cubrir los intereses de las obligaciones, bonos y valores emitidos por las empresas debidamente autorizados y la correspondiente utilidad al dinero propio de ellas. El artículo 143 permite fijar factores de ajuste por variación en el correspondiente concepto de egresos.

Existen además la ley de 1949, que creó la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas como organismo público descentralizado para regular la industria eléctrica y el reglamento correspondiente; la ley que creó a la Comisión Federal de Electricidad y otras leyes que regulan el impuesto de producción de energía eléctrica, el impuesto de consumo, las obras de instalaciones eléctricas, etc. Como esas disposiciones legales no corresponden a la situación actual de la industria eléctrica en México, se hace necesario modificarlas.

En México las tarifas se han basado prácticamente en los costos reales existentes en la fecha de las inversiones.

Una política tarifaria moderna debe tender a que las tarifas eléctricas cubran todos los gastos y cargos inherentes, es decir, costos de operación, mantenimiento, financiamiento para su desarrollo, etc. Para esto pudiera ser conveniente una división zonal que tenga

en cuenta las características económicas, sociales e industriales de las diferentes zonas, condicionando a ellas las tarifas.

Además, como antes se dijo, el reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica permite ajustes en las tarifas fundadas en las variaciones de los egresos.

La estructura de las tarifas debe proponerse:

a) Favorecer a los grupos económicamente débiles o que requieran tratamiento especial en atención a determinadas circunstancias de carácter general;

b) Favorecer a todos los consumidores concediéndoles el beneficio de tarifas con cuotas reducidas, cuando la economía de los sistemas así lo permita;

c) Propiciar la sencillez en su aplicación y en su interpretación;

d) Evitar en lo posible todos los aspectos molestos para el consumidor.

De tomarse en cuenta los puntos anteriores, las cuotas de las tarifas industriales podrían fijarse en función de la importancia del costo de la energía eléctrica en el costo total de producción, al menos en lo que se refiera a determinadas categorías de industrias.

Como al aumentar el factor de planta, también aumentaría el aprovechamiento de las instalaciones y la generación de energía, con la consiguiente disminución del costo del kWh, convendría establecer:

a) Tarifas con cuotas atractivas para los usuarios fuera de la hora de la demanda máxima de los sistemas;

b) Tarifas especiales para las épocas en que se disponga de mayor generación hidroeléctrica;

c) Tarifas que estimulen de otros modos la mejoría del factor de carga del usuario.

### 3. Conclusiones

a) Para evitar la construcción y operación de instalaciones en las que resulte un elevado costo del kWh, es indispensable que cada instalación sea justificable técnica y económicamente, a fin de que la industria eléctrica constituya un real y positivo beneficio para el país, no una pesada carga que gravite en él.

b) Es conveniente que las tarifas se fijen y estructuren atendiendo factores económicos regionales y que además permitan cubrir los gastos de una industria organizada desde el punto de vista económico y los cargos de depreciación y financiamiento para su adecuado desarrollo.

Cuadro 3

## MÉXICO: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Concepto	Millones	Valores medios	
		1965	1970
Capacidad . . . . .	kW	4.87	7.76
Generación . . . . .	kWh	15 982	23 607
Importación . . . . .	kWh	1 384	2 985
Consumo. . . . .	kWh	16 252	24 719

república, se ha preferido el método que consiste en buscar una curva que se ajuste lo mejor posible a los datos de una serie histórica. La serie que ha servido de punto de partida es la de la década 1950-60. Se han determinado las curvas correspondientes a la capacidad instalada, generación, importación y consumo de energía. En unos casos, se han encontrado curvas de tipo exponencial y, en otros, curvas parabólicas que no difieren mucho de las exponenciales. Al hacer la extrapolación hasta 1965 y 1970, se han encontrado, en consecuencia, valores "altos" y "bajos" y se ha calculado con ellos un valor medio aritmético, que se aceptó como muy probable para los años en cuestión. El resumen de las estimaciones determinadas por este procedimiento se da en el cuadro 3.

Los resultados consignados en el cuadro anterior se han sometido a varias comprobaciones cruzadas. Así, por ejemplo, se ha supuesto que el porcentaje de pérdidas en el período 1960-70 se conserva como en el decenio 1950-60 y, con la generación y la importación estimadas para 1970, se ha calculado el consumo probable. El resultado no difiere en cantidad apreciable de la estimación obtenida por extrapolación de la curva de consumo. También se ha estimado la generación probable con la capacidad calculada para el año 1970, aplicando a esta cifra el factor de utilización promedio del período 1950-60; el resultado tampoco difiere mucho del obtenido por extrapolación directa de la generación. Por último, se ha buscado una correlación entre el producto nacional bruto y el consumo de energía eléctrica; a los valores futuros previstos del producto nacional bruto corresponden, de hecho, valores del consumo de energía que coinciden con los de la proyección exponencial de esta cantidad.

Por tanto, deducimos que los valores estimativos del cuadro 3 son plenamente aceptables.

## 3. Oferta previsible en 1965 y 1970

Ya se ha dicho que el suministro de energía eléctrica para servicio público se lleva a cabo por tres grandes grupos de empresas de carácter nacional. Aunque dos de ellos tienen proyectos de ampliación de su capacidad, puede afirmarse que las obras más importantes se realizarán en el futuro por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En el transcurso de los años 1961 a 1970 la CFE se propone poner en servicio plantas por un total de 4 270 150 kW. En el cuadro 4 figuran, por una parte, los aumentos de capacidad que la CFE instalará según sus programas, y, por la otra, la capacidad total instalada que tendría el país en los años 1965 y 1970, en caso de que la CFE llevara a cabo sus proyectos. La capacidad instalada en plantas de servicio público será entonces de 7 028 000 kW.

## 4. Comparación entre la oferta y la demanda previstas

La demanda de capacidad estimada de acuerdo con las proyecciones de este estudio es de 5.75 millones de kW para el año 1965, cifra de que excede en 58 000 kW a la capacidad que se propone alcanzar la CFE al terminar las obras planeadas para ese año. También para el año 1970 la CFE se propone concluir ciertas obras con las que la capacidad disponible se elevará a 7.74 millones de kW; esta cantidad supera a la estimada por nosotros en 50 000 kW.

De las consideraciones anteriores se concluye que los proyectos de instalaciones de la CFE, podrán satisfacer la demanda estimada en el supuesto caso de que aquella siga creciendo en forma exponencial. Es natural que la capacidad que ha de instalarse en cada uno de los años, de 1961 a 1970, no corresponda a los puntos de una curva exponencial, porque en algunos de esos años se concluirán plantas de mayor capacidad que en otros. Al finalizar el ciclo, se contará con una reserva mayor, que se irá utilizando paulatinamente por los sistemas a que dichas plantas correspondan.

La capacidad adicional que se propone instalar la CFE —de 2 773 000 kW en 1960-65 y 1 987 000 kW en 1965-70—, tendrá características técnicas variadas, ya

Cuadro 4

## MÉXICO: ADICIONES EN CAPACIDAD GENERADORA INCLUIDAS EN LOS PROGRAMAS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Concepto	Unidad	1960	1965	1970
Aumento de capacidad. . . . .	Miles de kW	—	2 773	1 987
Capacidad en plantas de servicio público . . . . .	Miles de kW	2 308	5 041	7 028
Capacidad total . . . . .	Miles de kW	3 022	5 755	7 742
Población total . . . . .	Miles de habitantes	34 626	40 141	46 534
Capacidad instalada por habitante . . . . .	Vatios	87	143	166

Cuadro 1

## MÉXICO: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1950, 1955 Y 1960

Concepto	Unidad	1950	1955	1960
<i>Capacidad instalada por servicio</i>	Miles de kW			
Público . . . . .		916	1 451	2 308
Privado . . . . .		223	365	614
Mixto . . . . .		95	113	100
<i>Total</i> . . . . .		1 234	1 929	3 022
<i>Generación total de energía eléctrica por servicio</i>	Millones de kWh			
Público . . . . .		3 549	5 616	8 524
Privado y mixto . . . . .		874	1 386	2 112
<i>Total</i> . . . . .		4 423	7 002	10 636
<i>Generación total de energía eléctrica por tipo de planta</i>	Millones de kWh			
Hidráulicas . . . . .		1 949	3 447	5 197
Térmicas . . . . .		2 474	3 555	5 439
<i>Total</i> . . . . .		4 423	7 002	10 636
<i>Generación, importación y consumo de energía eléctrica</i>	Millones de kWh			
Generación . . . . .		4 423	7 002	10 636
Importación . . . . .		125	302	558
Consumo <sup>a</sup> . . . . .		4 187	6 789	10 309
<i>Población total de la República Mexicana</i> <sup>b</sup> . . . . .	Miles de habitantes	25 791	29 679	34 626
<i>Capacidad instalada por habitante</i> . . . . .	Vatios	48	65	87
<i>Consumo por habitante</i> . . . . .	kWh	162	229	298

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

<sup>a</sup> Consumo igual a generación más importación menos pérdidas.<sup>b</sup> Datos de la Dirección General de Estadística de la Secretaría de Industria y Comercio.

Cuadro 2

## MÉXICO: EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1950, 1955 Y 1960

Concepto	Unidad	1950	1955	1960
Capacidad instalada . . . . .	Miles de kW	1 234	1 929	3 022
Generación teórica <sup>a</sup> . . . . .	Millones de kWh	10 810	16 898	26 473
Generación real . . . . .	Millones de kWh	4 423	7 002	10 636
Factor de utilización <sup>b</sup> . . . . .	Por ciento	40.92	41.44	40.18

<sup>a</sup> Capacidad instalada por 8 760 horas anuales.<sup>b</sup> Generación real, multiplicada por 100, dividida por generación teórica.

el cuadro 1 la generación total del país, la importación—toda ella de la zona fronteriza norte—, y el consumo, en los mismos años del último decenio.

Es importante hacer notar que, aun cuando la importación de electricidad ha seguido una tendencia siempre creciente, se espera que, en un futuro no lejano, esta tendencia se invierta, ya que se tienen en estudio proyectos encaminados a proveer a la región fronteriza norte de energía generada en plantas nacionales. Si esto se logra, se podrá llegar a establecer un intercambio de energía con los Estados Unidos, que

ha de ser muy provechoso para México, tanto técnica como económicamente.

De la observación de los datos resumidos en los cuadros anteriores se obtiene una idea de la evolución de la industria eléctrica de México en el decenio que termina en 1960.

## 2. Proyección de la demanda en 1965 y 1970

De los distintos métodos que pudieran emplearse para estimar la demanda futura de energía eléctrica en la

Cuadro 5

## MÉXICO: INVERSIONES REQUERIDAS EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DEL PAÍS

Concepto	Por ciento	Inversión por kW (Pesos)	Inversión 1961-65 (Millones de pesos)	Inversión 1961-70 (Millones de pesos)
1) Planta generadora . . . . .	50	2 400.00	6 559.20	11 328.00
2) Subestaciones elevadoras, reductoras y de distribución . . . . .	15	720.00	1 967.76	3 398.40
3) Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución . . . . .	35	1 596.00	4 361.85	7 533.12
<i>Total</i> . . . . .	100	4 716.00	12 888.81	22 259.52

Estas cantidades están integradas por los conceptos que figuran en el cuadro 6.

Cuadro 6

## MÉXICO: DESCLOSE DE LAS INVERSIONES REQUERIDAS EN LA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS INTERNOS ELÉCTRICOS DEL PAÍS

Concepto	Por ciento	Inversión por kW (Pesos)	Inversión 1961-65 (Millones de pesos)	Inversión 1961-70 (Millones de pesos)
<i>Grupo A: Planta generadora</i>				
Maquinaria, equipos y materiales . . . . .	75	1 800.00	4 919.40	8 496.00
Obras civiles (casa de máquinas, cimentación, etc.) . . . . .	15	360.00	983.88	1 699.20
Mano de obra y varios . . . . .	10	240.00	655.92	1 132.80
<i>Total</i> . . . . .	100	2 400.00	6 559.20	11 328.00
<i>Grupo B: Subestaciones elevadoras, reductoras y de distribución</i>				
Transformadores . . . . .	45	324.00	885.49	1 529.28
Interruptores . . . . .	20	144.00	393.55	679.68
Tableros de control y alumbrado . . . . .	13	93.60	255.81	441.79
Cuchillas desconectadoras . . . . .	5	36.00	98.39	169.92
Acero estructural . . . . .	3	21.60	59.03	101.95
Aisladores . . . . .	1	7.20	19.68	33.98
Apartarrayos . . . . .	1	7.20	19.68	33.98
Conductores . . . . .	1	7.20	19.68	33.98
Bombas . . . . .	0.5	3.60	9.84	16.99
Herrajes . . . . .	0.5	3.60	9.84	16.99
Motores . . . . .	0.5	3.60	9.84	16.99
Conectores eléctricos . . . . .	0.2	1.44	3.94	6.80
Tierras . . . . .	0.1	0.72	1.96	3.40
Mano de obra y varios . . . . .	9.2	66.24	181.03	312.65
<i>Total</i> . . . . .	100.0	720.00	1 967.76	3 398.40
<i>Grupo C: Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución</i>				
Conductores de cobre o aluminio . . . . .	63	1 008.00	2 754.86	4 757.76
Torres de transmisión . . . . .	10.6	168.00	459.14	792.96
Aisladores . . . . .	5.3	84.00	229.57	396.48
Crucetas . . . . .	5.3	84.00	229.57	396.48
Herrajes . . . . .	4.7	75.60	206.61	356.83
Cables de acero . . . . .	0.5	8.40	22.96	39.65
Mano de obra y varios . . . . .	10.6	168.00	459.14	792.96
<i>Total</i> . . . . .	100.0	1 596.00	4 361.85	7 533.12

que unos sistemas del país se operan a 60 ciclos y otros a 50; además, en algunas plantas, los generadores funcionarán a voltajes distintos. Quiere esto decir que la maquinaria, equipos y materiales que se emplean para la generación, transmisión y distribución de la energía

eléctrica en México, deberán llenar requisitos técnicos muy diversos y, por tanto, las empresas manufactureras que pretenden suministrarlos deberán estar preparadas para hacer frente a la demanda de productos con especificaciones técnicas muy variadas.

## B. MAQUINARIA, EQUIPOS Y MATERIALES NECESARIOS PARA EL DESARROLLO Y MANTENIMIENTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

### 1. Clasificación

En México, la manufactura de transformadores, interruptores, tableros, conductores, aisladores y otros equipos y materiales eléctricos, se lleva a cabo en plantas no integradas, que tienden a diversificar sus líneas de producción.

Estas unidades industriales pueden fabricar equipos y materiales adecuados por sus características técnicas tanto para instalaciones de generación como para líneas de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

Para los fines de este estudio, se adoptó la clasificación que figura a continuación. El grupo A corresponde a la maquinaria, equipos y materiales destinados a plantas generadoras de energía eléctrica. El grupo B a los equipos y materiales más importantes que se emplean en subestaciones elevadoras, reductoras y de distribución. El grupo C comprende los equipos y materiales necesarios para líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.

#### Grupo A

#### PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Primomotores	
Máquinas auxiliares para las generadoras de corriente alterna	
Tableros para distintos usos	
Bombas	
Tanques de almacenamiento	
Máquinas generadoras	
Interruptores de circuito	
Motores eléctricos	
Baterías de acumuladores	
Grúas puente	
Tuberías, válvulas y conexiones	
Conductores eléctricos	Aislantes eléctricos
Cuchillas desconectadoras	Aisladores
Materiales aislantes	Herrajes
Acero estructural	Soldadura

Las plantas hidroeléctricas necesitan, además, tuberías de presión, válvulas de seguridad y de agujas, válvulas y conexiones para alta presión, pozos de oscilación y compuertas.

En las plantas termoeléctricas accionadas por vapor son indispensables los generadores de vapor totalmente equipados.

Finalmente, las plantas accionadas por turbinas o motores de combustión interna emplean: silenciadores, filtros de aire, compresores para aire, escapes, bombas para refrigeración, radiadores y torres de enfriamiento.

#### Grupo B

#### SUBESTACIONES ELEVADORAS, REDUCTORAS Y DE DISTRIBUCIÓN

Transformadores	Interruptores
Cuchillas desconectadoras	Apartarrayos
Motores eléctricos	Bombas centrífugas
Tableros para distintos usos	Acero estructural
Conductores	Aisladores
Conectores eléctricos	Tierras
Herrajes	

#### Grupo C

#### LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Torres de transmisión	Postes de hierro, madera o concreto
Conductores de cobre y aluminio	Aisladores
Crucetas	Herrajes
Cables de acero	

### 2. Demanda previsible en los años 1965 y 1970

La capacidad instalada para generar energía eléctrica, según la curva exponencial calculada a partir de los datos estadísticos, deberá ser de 4.87 y 7.76 millones de kW, en 1965 y 1970, respectivamente, para todas las plantas, de servicio público, privado y mixto. Si la capacidad total instalada en la República Mexicana en el año de 1960 era de 3.02 millones de kW, se desprende que en 1961-65, se deberán instalar plantas eléctricas con una capacidad de 1.85 millones de kW y en 1966-70 habrán de instalarse 2.82 millones de kW. El total por instalarse en el decenio 1961-70 deberá ser, pues, 4.67 millones de kW.

La CFE tiene programado poner en servicio plantas por un total de 4.72 millones de kW en el período 1961-70, cifra superior a la de 4.67 millones de kW que resulta del cálculo realizado, dicha cifra será la que servirá de base para estudiar y determinar las cantidades probables de maquinaria, equipos y materiales eléctricos que se requerirán en ese período, para el desarrollo y mantenimiento de la industria de generación de energía eléctrica.

Para efectuar ese estudio hay que tener en cuenta los siguientes factores:

a) La capacidad instalada de la planta y el voltaje de generación; los voltajes que se emplearán, tanto en las líneas de transmisión y subtransmisión como en las redes de distribución, y la distancia a la que deberá transportarse la energía eléctrica. Estos son factores:

### 3. Oferta previsible en los años 1965 y 1970

Para determinar las capacidades instaladas en las empresas establecidas en el país que se dedican a la fabricación de equipos para la industria de energía eléctrica, se consideró indispensable actualizar y ampliar la información de que disponía el departamento de investigaciones industriales del Banco de México. Para tal fin, dicho departamento planeó y realizó un ciclo de seminarios, con participación de representantes de las más importantes empresas de ese sector industrial.

En el cuadro 8 figuran los resultados alcanzados en esa investigación directa.

Considerando que las capacidades, características, especificaciones, etc. son muy distintas incluso en el mismo producto, con el objeto de poder comparar la oferta que de ellos hace la industria con la demanda que requeriría la industria eléctrica para su desarrollo y mantenimiento, se tomó como unidad de comparación la moneda nacional a precios de 1960.

De la investigación directa que realizó el departamento de investigaciones industriales del Banco de México sobre las empresas productoras, se encontró que una parte de esas unidades industriales sólo aprovechan entre 20 y 40 por ciento de su capacidad instalada, otra parte, entre 40 y 60 por ciento y un reducido número, entre 60 y 80 por ciento. En determinados períodos algunas han trabajado entre 80 y 100 por ciento de su capacidad.

Las razones de tan mezquino aprovechamiento pueden resumirse en tres:

a) Cuando, en México, las instituciones gubernamentales y grandes empresas particulares, principalmente filiales de compañías extranjeras, necesitan financiamiento para llevar adelante sus proyectos de instalación de nuevas plantas o ampliaciones de las existentes, lo solicitan a las empresas nacionales; cuando, por falta de recursos, éstas no pueden proveer el financiamiento, entonces acuden aquéllas a las empresas extranjeras, las cuales nunca dejan de concederlo siempre y cuando se hagan las compras a los países que procuran esos financiamientos.

b) En México, no hay firmas especializadas en diseño de grandes plantas industriales, o en la construcción de obras que necesitan realizar las entidades del sector público, por tanto, se recurre a compañías extranjeras especializadas y, lógicamente, éstas proyectan la maquinaria, equipos y materiales eléctricos que necesitan esas plantas y obras, de acuerdo con los modelos fabricados en sus países. Estas compañías extranjeras, invariablemente, se niegan a que algunas partes de esos proyectos se manufacturen en México, dado que todos los diseños tienen que estar de acuerdo con las características de sus productos de fábrica. De otra manera, tendrían que proporcionar planos, especificaciones, etc. a las empresas mexicanas, lo que no pueden hacer porque ello supone dar a conocer secretos de fabricación. Por otra parte, si solamente se adquie-

re lo que el país no produce y se complementa el proyecto con fabricaciones nacionales, se niegan a responsabilizarse del funcionamiento de la unidad.

c) Las empresas nacionales no conocen con la debida anticipación los requerimientos que de sus pro-

**Cuadro 8**

#### MAQUINARIA, EQUIPOS Y MATERIALES ELÉCTRICOS (Millones de pesos)

	Capacidad instalada en 1960	Oferta para 1965	Oferta para 1970
Compuertas . . . . .	10.02	50.1	100.2
Válvulas . . . . .	143.69	718.45	1 436.9
Tuberías a presión <sup>a</sup> . . . . .	883.83	4 419.15	8 838.3
Generadores de vapor . . . . .	6.15	30.75	61.5
Grúas . . . . .	11.11	55.55	111.1
Intercambiadores de calor . . . . .	5.44	27.2	54.4
Bombas centrífugas . . . . .	79.02	395.1	790.2
Bombas de pozo profundo . . . . .	365.97	1 829.85	3 659.7
Bombas autocebantes . . . . .	24.91	124.55	249.1
Bombas centrífugas hori- zontales . . . . .	5.71	28.55	57.1
Bombas de engranes . . . . .	0.38	1.9	3.8
Bombas de propela . . . . .	2.53	12.65	25.3
Bombas eyectoras . . . . .	1.63	8.15	16.3
Bombas inyectoras . . . . .	5.88	28.4	58.8
Tanques metálicos . . . . .	111.04	555.2	1 110.4
Tableros . . . . .	67.04	335.2	670.4
Transformadores de po- tencial . . . . .	0.94	4.7	9.4
Transformadores de co- rriente . . . . .	4.53	22.65	45.3
Reguladores de tensión . . . . .	0.38	1.9	3.8
Autotransformadores . . . . .	0.63	3.15	6.3
Estaciones de botones . . . . .	8.96	44.8	89.6
Arrancadores . . . . .	74.66	373.3	746.6
Interruptores . . . . .	50.20	251.0	502.0
Subestaciones unitarias . . . . .	0.58	2.9	5.8
Transformadores de distri- bución . . . . .	251.27	1 256.35	2 512.7
Transformadores de po- tencia . . . . .	372.94	1 864.7	3 729.4
Desconectores . . . . .	7.82	39.1	78.2
Aisladores . . . . .	14.84	74.2	148.4
Barnices electroaislantes . . . . .	1.68	8.4	16.8
Cuchillas desconectoras . . . . .	32.5	162.5	325.0
Esmaltes para alambre magneto . . . . .	1.96	9.8	19.6
Torres para líneas de trans- misión . . . . .	196.74	983.7	1 967.4
Estructuras metálicas di- versas . . . . .	880.55	4 402.75	8 805.5
Postes . . . . .	55.68	278.40	556.8
Cables y conductores eléc- tricos . . . . .	1 517.91	7 589.55	15 179.1
Ductos para conductores eléctricos . . . . .	5.82	29.1	58.2
Cajas de conexión y de- rivaciones para cables subterráneos . . . . .	0.45	22.5	4.5
Electrodos para soldadura . . . . .	69.11	345.55	691.1
Motores eléctricos de más de 5 HP . . . . .	109.80	549.0	1 098.0

<sup>a</sup> Dentro de esta tubería no está incluida la usada en la conducción del agua, de la boca-toma de las presas a la casa de máquinas, de las plantas hidráulicas.

básicos en cada caso para determinar las capacidades, características y dimensiones de la maquinaria, equipos y materiales que intervienen en la configuración y realización de cada proyecto.

b) Los precios de la maquinaria, equipos y materiales, así como los gastos de construcción, varían dentro de ciertos límites, según sus capacidades, características y dimensiones, de acuerdo con la situación geográfica, el subsuelo y la topografía del lugar donde se efectúan las instalaciones.

Como se ha subrayado en los dos párrafos anteriores, son varias las condiciones que deben considerarse en cada proyecto a fin de determinar, tanto la maquinaria, equipos y materiales que se necesiten para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica, como la inversión que pueda estimarse apropiada para realizar dicho proyecto.

En función de los costos reales obtenidos en la construcción de varios sistemas eléctricos, se ha determinado un costo promedio aproximado de 4 800 pesos mexicanos por kW instalado, incluyendo las obras, equipo y materiales necesarios para transportarlo y distribuirlo. En esas condiciones, para instalar los 4.72 millones de kW programados para 1960-70 habrá que hacer una inversión probable, a precios de 1960, de 22 259.52 millones de pesos mexicanos.

Como los programas consisten en instalar 2 733 000 kW durante 1961-65 y 1 987 000 kW durante 1966-70, la inversión anterior se desglosa en 12 888.81 y 9 370.71 millones de pesos, respectivamente.

El costo de 4 800 pesos por kW es aproximado y por ningún motivo deberá aplicarse a un proyecto determinado. En efecto, como ya se dijo, para cada sistema eléctrico específico deben hacerse consideraciones y estimaciones especiales.

El costo promedio de 4 800 pesos se puede desglosar en forma aproximada como muestra el cuadro 5.

En el grupo A no se ha hecho un desglose de la maquinaria, equipo y materiales que requiere la planta generadora con igual detalle que para los grupos B y C, debido a que dicha maquinaria y equipos son distintos en las plantas hidroeléctricas y térmicas. En los grupos B y C sí es posible, en cambio, detallar los equipos y materiales, ya que prácticamente son casi los mismos a partir de la planta generadora.

La demanda total de maquinaria, equipos y materiales eléctricos está formada por los tres conceptos siguientes:

- a) Mantenimiento de lo instalado hasta 1960
- b) Adquisiciones para el desarrollo entre 1961-70
- c) Mantenimiento de lo instalado entre 1961-70

Para calcular las demandas por mantenimiento se hicieron una serie de consideraciones, en razón de que se trata de equipos y materiales de muy diversas características y usos y, por tanto, de muy distintas vidas útiles. Sería muy laborioso tratar de explicar, en este estudio, toda esa serie de consideraciones y cálculos, que nos permitieron llegar a los resultados expuestos, motivo por el cual se consignan aquí únicamente los valores obtenidos, como puede verse en el cuadro 7.

**Cuadro 7**  
**DEMANDA TOTAL**  
(Millones de pesos)

Producto	Mantenimiento instalado hasta 1960		Adquisiciones para desarrollo		Mantenimiento para adquisiciones		Demanda total	
	1960-65	1960-70	1960-65	1960-70	1960-65	1960-70	1960-65	1960-70
<i>Subestaciones elevadora, reductora y de distribución</i>								
Transformadores . . . . .	36.53	73.06	885.49	1 529.28	66.41	181.11	988.43	1 785.45
Interruptores . . . . .	16.23	32.46	393.55	679.68	29.52	80.50	439.30	792.64
Tableros . . . . .	10.55	21.10	255.81	441.79	19.19	52.32	285.55	515.21
Cuchillas desconectoras . .	4.55	9.10	98.39	169.92	7.38	20.06	110.32	199.08
Acero estructural . . . . .	2.43	4.86	59.03	101.95	4.43	12.07	65.89	118.88
Aisladores . . . . .	0.81	1.62	19.68	33.98	1.48	4.02	21.97	39.62
Apartarrayos . . . . .	0.81	1.62	19.68	33.98	1.48	4.02	21.97	39.62
Conductores . . . . .	0.81	1.62	19.68	33.98	1.48	4.02	21.97	39.62
Bombas . . . . .	0.40	0.80	9.84	16.99	0.74	2.01	10.98	19.80
Herrajes . . . . .	0.40	0.80	9.84	16.99	0.74	2.01	10.98	19.80
Motores eléctricos . . . . .	0.40	0.80	9.84	16.99	0.74	2.01	10.98	19.80
Conectores eléctricos . . . .	0.16	0.32	3.94	6.80	0.30	0.81	4.40	7.93
<i>Líneas de transmisión, subtransmisión y distribución</i>								
Conductores de cobre o aluminio . . . . .	113.63	227.26	2 754.86	4 757.76	206.61	563.44	3 075.10	5 543.46
Torres de transmisión . . . .	18.94	37.88	459.14	792.96	34.43	93.90	512.51	854.74
Aisladores . . . . .	9.46	18.92	229.57	396.48	17.22	46.95	256.25	462.35
Crucetas . . . . .	9.46	18.92	229.57	396.48	17.22	46.95	256.25	462.35
Postes . . . . .	9.46	18.92	229.57	396.48	17.22	46.95	256.25	462.35
Herrajes . . . . .	8.52	17.04	206.61	356.83	15.50	42.26	230.63	416.13
Cables de acero . . . . .	0.94	1.88	22.96	39.65	1.72	4.70	25.62	46.23



**Cuadro 10**  
**OFERTA Y DEMANDA PREVISTAS PARA LÍNEAS**  
*(Millones de pesos)*

Producto	1965		1970	
	Oferta	Demanda	Oferta	Demanda
Conductores de cobre y aluminio . . . . .	7 589.55	3 075.70	15 179.1	5 548.46
Torres de transmisión . . . . .	983.7	512.51	1 967.4	854.74
Aisladores . . . . .	74.2	256.25	148.4	462.35
Crucetas . . . . .		256.25		462.35
Postes . . . . .	278.40	256.25	556.8	462.35
Herrajes . . . . .		230.63		416.13
Cables de acero . . . . .	32.0	25.62	64.0	46.23

accionadas por turbinas o motores de combustión interna, anotadas también en el grupo A, se fabrican compresores para aire, torres de enfriamiento y bombas. De todos estos productos, con excepción de las bombas, no fue posible obtener las capacidades instaladas. La capacidad de las bombas, debido a la gran variedad de ellas, no se consigna aquí. (Véase, sin embargo, el cuadro 8.)

La comparación de la oferta y la demanda en 1965 y 1970, para el resto del equipo o equipos que se consignan en el grupo A, no se lleva a cabo debido a ciertas limitaciones y al desconocimiento, como ya se dijo antes, de los tipos de plantas por instalarse en los períodos mencionados. Sin embargo, la oferta para 1965 y 1970 de varios productos, tales como grúas, bombas, tanques, tableros, arrancadores, etc. que se utilizan en las plantas generadoras, se consignan en el mencionado cuadro 8.

Como podrá observarse en el cuadro 9, no hay oferta para apartarrayos, herrajes y conectores eléctricos. Ello obedece a que los apartarrayos no se fabrican en el país. Los herrajes y los conectores eléctricos sí los producen varias empresas, pero no fue posible determinar la capacidad instalada para esos productos.

En el cuadro 10 se puede apreciar que en materia de postes, la demanda es superior a la oferta, no así para los otros productos, excepción hecha de herrajes y crucetas, de los cuales no se proporcionan datos sobre la oferta, ya que, como se dijo anteriormente, a pesar de fabricarse en México, se desconoce la capacidad instalada.

Es necesario aclarar que las fábricas de maquinaria, equipos y materiales eléctricos, tienen que satisfacer no sólo la demanda de la industria eléctrica pura, sino en globo, toda la demanda que, para desarrollo y mantenimiento, requieren todos los demás sectores industriales del país, los de servicio público y privado, y, en menor escala, las actividades de la construcción, comercio y servicios domésticos, etc.

La oferta de equipos y materiales eléctricos que

figura en el grupo C de este estudio, no debe considerarse como definitiva, ya que, debido a la dinámica propia de la industria, ésta irá aumentando con la creación de nuevas plantas y ampliaciones de las existentes.

### 5. Conclusiones

a) En términos absolutos y relativos, el desarrollo de la industria mexicana de energía eléctrica será mucho mayor en el período 1960-70 que en el de 1950-60.

Las importaciones de energía eléctrica se irán reduciendo paulatinamente, como resultado de los programas establecidos.

b) Debido a la expansión que se prevé en la industria de energía eléctrica, la manufactura de equipos eléctricos del país será incrementada y diversificada, ampliándose hacia la producción de equipos de mayores capacidades y a la fabricación de otros que todavía no se producen. Probablemente, se crearán nuevas plantas industriales en el ámbito de esta actividad.

c) Las importaciones de maquinaria y equipo especializados deberán disminuir en 1961-70, sin desaparecer totalmente; con tal propósito, es recomendable estudiar las bases de la planeación e integración de la correspondiente actividad industrial.

d) Ante la mayor demanda de equipos eléctricos prevista, para 1960-70, las empresas que los manufacturan aprovecharán más eficientemente su capacidad productiva, que influirá favorablemente sobre los costos de fabricación, con posibles caídas de los precios de venta.

e) El desarrollo de la industria manufacturera de equipos eléctricos requiere especial atención a fin de atenuar o eliminar, tomando medidas oportunas, los factores que entorpezcan el aprovechamiento adecuado de su capacidad productiva.

f) Es deseable que esta actividad industrial cuente con facilidades crediticias para su crecimiento y su operación económica; las instituciones y empresas que

ductos hacen las entidades del sector público, que es su principal cliente; pues, por lo general, solicitan maquinaria y equipos para proyectos específicos que deben fabricarse sobre pedido, y que no es posible que los tengan en existencia, debido a que son de características especiales y a que hay que contar con tiempo para diseñarlos y planear su fabricación más económica. Como estos pedidos deben surtirse en plazos muy cortos o, en algunos casos, en forma inmediata, las empresas nacionales quedan fuera de concurso.

#### 4. Comparación de la oferta y la demanda previstas para 1965 y 1970

En México aún no se fabrican turbinas hidráulicas, de vapor y de combustión interna; ni máquinas de vapor ni motores de combustión interna. De estos últimos, el país produce, desde hace algunos años, unidades pequeñas, que son utilizadas, amén de otros usos, en plantas eléctricas de baja capacidad. Hay proyectos para fabricarlos de mayor potencia.

En cuanto a máquinas generadoras y excitadores,

tampoco se producen actualmente, ni se tiene noticia de que se pretenda fabricarlos en un futuro próximo.

Del equipo necesario en una planta hidroeléctrica, anotado en el grupo A, únicamente se producen válvulas, conexiones y compuertas para altas y bajas presiones, con una capacidad instalada anual para producir esos artículos por valor de 143.68, 7.92 y 10.02 millones de pesos, respectivamente.

Por lo que respecta a la tubería de presión que se utiliza de la bocatoma de las presas a la casa de máquinas de las plantas hidráulicas, existe actualmente una fábrica en construcción, que iniciará la manufactura de este tipo de tubería a fines del año de 1962, con una capacidad anual aproximada equivalente a 29.40 millones de pesos.

En México hay capacidad instalada para producir anualmente 6.15 millones de pesos de generadores a vapor, en la inteligencia de que de todas las piezas de que consta dicho generador y que figuran en el grupo A, únicamente parte del equipo de control y protección no se producen en el país.

Por último, del equipo necesario para las plantas

**Cuadro 9**  
**OFERTA Y DEMANDA PREVISTAS PARA SUBESTACIONES**  
(Millones de pesos)

Producto	1965		1970	
	Oferta	Demanda	Oferta	Demanda
<b>Transformadores:</b>				
de potencia . . . . .	1 864.7		3 729.4	
de distribución . . . . .	1 256.35		2 512.7	
de potencial . . . . .	4.7		9.4	
de corriente . . . . .	22.65		45.3	
<b>Total.</b> . . . . .	<b>3 148.40</b>	<b>988.43</b>	<b>6 292.8</b>	<b>1 783.45</b>
Interruptores, arrancadores y desconectores . . . . .	663.6	439.30	1 327.2	792.64
Tableros. . . . .	335.2	285.55	670.4	515.21
Cuchillas desconectoras . . . . .	162.5	110.32	325.0	199.08
Acero estructural . . . . .	4 402.75	65.89	8 805.5	118.88
Aisladores . . . . .	275.0	21.97	550.0	39.62
Apartarrayos . . . . .		21.97		39.62
Conductores. . . . .	7 589.55	21.97	15 179.01	39.62
<b>Bombas:</b>				
centrífugas . . . . .	395.1			
de pozos profundos. . . . .	1 829.85			
autocebantes. . . . .	124.55			
centrífugas horizontales . . . . .	28.55			
de engranes . . . . .	1.9			
de propelas . . . . .	12.65			
eyectoras . . . . .	8.15			
inyectoras . . . . .	29.4			
<b>Total.</b> . . . . .	<b>2 430.15</b>	<b>10.98</b>		<b>19.80</b>
Herrajes. . . . .		10.98		19.80
Motores. . . . .	549.0	10.98	10.98	19.80
Conectores eléctricos . . . . .		4.40		7.93

## ASPECTOS DE LA ORGANIZACIÓN TARIFARIA ACTUAL Y FUTURA EN MÉXICO

por *Enrique Vilar* \*

### *Introducción*

En 1960, el gobierno mexicano decidió nacionalizar la industria eléctrica dedicada al suministro de energía para servicio público, y con ese fin adquirió los dos grupos de empresas privadas más importantes que operaban en el país, manejados por compañías subsidiarias de SOFINA y American and Foreign Power, añadiendo al artículo 27 de la Constitución el siguiente concepto: "Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines."

Estas nuevas disposiciones originan cambios sustanciales en la organización actual de la industria eléctrica y en la política que se ha venido siguiendo sobre la materia.

El propósito de este trabajo es analizar brevemente las disposiciones legales sobre el aspecto tarifario, señalar la inconveniencia de algunas de ellas ante la nueva situación y proponer cambios urgentes que permitan aprovechar al máximo las ventajas de una industria nacionalizada.

### *1. Organización actual*

La Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, creada en 1948, es el organismo público descentralizado encargado de fijar, revisar y modificar las tarifas de venta al consumidor. Sus resoluciones deben ser sancionadas por la Secretaría de Industria y Comercio, la cual las analiza desde el punto de vista del impacto de las mismas sobre la economía del país. Sin embargo, es atribución del presidente de la Comisión de Tarifas coordinar las actividades de la misma con la política del gobierno federal en materia de regulación de la industria eléctrica.

En la ley de la Industria Eléctrica y en la ley de la Comisión de Tarifas, con sus reglamentos respectivos, se encuentran, entre otras, todas las disposiciones relativas a tarifas eléctricas, tanto en lo que se refiere a los conceptos que deben intervenir en el cálculo, como a los procedimientos que hay que seguir en la práctica.

La Comisión de Tarifas fija, para períodos no mayores de cinco años, las tarifas generales, a solicitud y proposición de cada empresa.

No obstante, las empresas pueden solicitar la revisión de las mismas, antes de fenecer el plazo fijado, cuando hayan variado fundamentalmente los factores económicos que sirvieron de base para el cálculo y cuando se efectúen interconexiones con otros sistemas.

De igual manera, pero sin necesidad de proceder a la revisión integral de las tarifas, las empresas pueden solicitar aumentos en sus ingresos para compensar variaciones que se produzcan en los egresos considerados en las resoluciones de la autoridad reguladora, cuando se modifiquen: *a)* el precio del combustible, *b)* el precio de la energía comprada, *c)* el costo de la hora de trabajo, *d)* la tasa de impuestos, y *e)* la provisión anual del fondo de retiros y reemplazos. En estos casos, previo estudio y aprobación de la Comisión de Tarifas, las empresas están autorizadas para aplicar factores de ajuste sujetos a determinados lineamientos que fija la misma ley.

En términos muy generales, la política que señala la ley, en cuanto a fijación de tarifas se refiere, es la de que su estructuración debe tomar en cuenta no sólo los costos de la energía y las características del consumo, sino también las finalidades de los servicios, con el objeto de favorecer aquellos que representan una mayor utilidad social.

Las tarifas fijadas por la autoridad competente deben ser suficientes para cubrir: *a)* una utilidad razonable sobre el dinero propio de la empresa, *b)* los intereses de las obligaciones, bonos y valores emitidos con autorización de la Comisión de Tarifas y la Secretaría de Industria y Comercio, *c)* el entero anual del 2 por ciento, *d)* la provisión anual para el fondo de retiros y reemplazos, y *e)* los gastos de explotación.

#### *a) Rendimiento sobre la inversión*

La ley establece que las tarifas aprobadas deben permitir obtener una utilidad razonable a la empresa, utilidad que se determinará "tomando como base los rendimientos que tengan otras empresas de servicio público y, en general, los de otras inversiones que sean semejantes desde el punto de vista de los riesgos, la cuantía y el plazo. En ningún caso se fijará un tanto por ciento de rendimiento inferior al más alto establecido para bonos y obligaciones del estado... y siempre será suficiente para cubrir los intereses de las obligaciones, bonos y valores emitidos por la empresa... y, además, la correspondiente utilidad al dinero propio de la empresa invertido en el negocio eléctrico".

El concepto al que se aplica la tasa de rendimiento citada es el de capital base de tarifas, el cual se define

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.52.

adquieran equipos eléctricos, tendrán que disponer de financiamiento a largo plazo, en condiciones semejantes a las que otorgan fabricantes extranjeros y organismos internacionales.

g) Los extraordinarios avances tecnológicos registrados en los últimos tiempos, ponen de relieve la necesidad apremiante de que el país sistematice la capa-

citación de sus técnicos y obreros calificados, indispensables en la industria de equipos eléctricos.

h) Las perspectivas de expansión comercial que ofrecen el Tratado de Montevideo y la Asociación Latinoamericana de Libre Comercio pueden ser aprovechadas ventajosamente por la industria manufacturera nacional al incrementar y diversificar su producción.

estructuras tarifarias al sistema aislado de cada empresa<sup>1</sup> provocaron la siguiente situación:

a) un número enorme, inconveniente, de juegos tarifarios dificultaron extraordinariamente la labor de la propia Comisión, obligándola a estudiar infinidad de solicitudes de muy diversa importancia.

b) los niveles tarifarios de los mismos servicios, en zonas abastecidas por diferentes empresas, fueron siempre diferentes.

c) las propias tarifas difirieron en su redacción y estructura de una zona a otra, aún en casos de proximidad.

d) las regiones más atrasadas del país, con nivel cultural, social y económico más bajo, donde los costos de producción son muy elevados debido a las malas comunicaciones y a la poca densidad del consumo, soportaron las tarifas más altas.

Es cierto que la ley, como se ha indicado, señala que debe tomarse en cuenta la utilidad social de los servicios al determinar las estructuras tarifarias, pero este principio sólo se ha aplicado, en cada sistema, para reducir el precio de determinados servicios con relación a los de los demás: molinos de nixtamal, bombeo de agua potable y de riego y alumbrado público son los servicios tradicionalmente subsidiados por el resto de los consumidores de un sistema, subsistiendo diferencias entre las cuotas de servicios de una zona a otra.

e) las estructuras tarifarias, en muchos casos muy complicadas, elevaron los gastos de facturación muy por arriba de los niveles normales.

### 3. Cambios necesarios

Al convertirse la industria eléctrica en patrimonio de la nación, y como quiera que constituye un elemento básico, esencial, de la infraestructura económica del país, es imperativa la necesidad de modificar su organización y diversos procedimientos, para adaptarlos a la nueva estructura, introduciendo cambios que corrijan los defectos actuales.

Se requiere, en primer lugar, una reorganización institucional que abarque desde la revisión integral de las leyes que regulan la industria eléctrica y de los organismos que las aplican, hasta la fijación de la estructura orgánica que dirija y opere las actividades eléctricas.

En segundo lugar, es preciso cambiar con urgencia la orientación y procedimientos de los estudios sobre tarifas para modificar convenientemente la situación actual.

Como política general, se puede señalar la necesidad de contemplar el problema tarifario desde un punto de vista nacional, conjugando los requerimien-

tos de la industria eléctrica, en función del desarrollo económico, con los principios básicos de justicia social.

Las cuotas que se apliquen a los diferentes servicios, destinados al mismo tiempo a incrementar los ingresos, de modo que se efectúe el suministro de energía exactamente en la medida que lo requiere el mercado, deben fijarse a niveles que promuevan una evolución equilibrada y conveniente de la economía del país y, simultáneamente, que traten con estricta equidad social a todo el conjunto de la población.

Así planteado, el objetivo tarifario lleva a la conveniencia de modificar el actual procedimiento que permite obtener una utilidad razonable sobre el capital base de tarifas, calculado conforme a valores históricos, y cambiarlo por otro más flexible y real, que responda a las necesidades de la industria eléctrica.

En efecto, ambos conceptos, utilidad y capital base de tarifas calculado según valores históricos, tienen razón de ser en una organización de empresa privada, porque los rendimientos al capital deben estar en función de la inversión efectuada; pero en una empresa nacionalizada no tiene sentido hablar de utilidad, porque no existe reparto de dividendos, ni la utilidad es su fin específico, como no importa tampoco el valor histórico de las inversiones efectuadas. La única alternativa que se plantea es: o la industria eléctrica tiene recursos para desenvolverse al ritmo que impone el mercado, satisfecho o no, o, necesariamente, se tendrá que frenar el desarrollo económico del país.

Las necesidades de la industria eléctrica pueden resumirse en tres conceptos principales:

- a) gastos de explotación y mantenimiento,
- b) compromisos adquiridos por créditos nacionales y extranjeros, y
- c) programa de obras nuevas.

A su vez, los recursos disponibles pueden provenir de:

- a) asignaciones en el presupuesto federal,
- b) impuestos específicos,
- c) créditos nacionales y extranjeros,
- d) venta de energía.

Las asignaciones presupuestales, que, en los últimos años han sido del orden de los 200 millones de pesos —entregados a la Comisión Federal de Electricidad—, debe procurar eliminárselos, pues constituyen realmente un subsidio de toda la población a aquellos que consumen energía eléctrica.

Los impuestos específicos existentes (la ley establece un impuesto del 10 por ciento sobre consumo de energía eléctrica, cuyo producto incrementa el patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad), se pueden mantener por razones psicológicas, aun cuando, en realidad, forman parte del precio que paga el consumidor por el servicio, pudiéndose admitir que deben llegar a formar parte de dicho precio.

Los créditos nacionales y extranjeros, fuente fundamental de recursos, deben estudiarse desde el punto de vista de la capacidad de endeudamiento del estado, pudiéndose señalar, asimismo, que será tanto más

<sup>1</sup> En el caso de sistemas interconectados, propiedad de dos o más empresas, la práctica seguida ha sido aprobar estructuras tarifarias y cuotas diferentes a cada empresa. A la Comisión Federal de Electricidad, con campo de acción nacional, nunca se la ha considerado como una sola empresa, sino como un conjunto de sistemas.

como la inversión hecha de manera prudente y adecuada para la prestación eficiente del servicio en obras hidráulicas permanentes y no permanentes, equipos, instalaciones y demás bienes físicos; en estudios de carácter general no atribuibles a obra determinada, concesiones, organización y establecimiento del negocio; y en materiales, combustible y numerario suficientes para satisfacer anticipadamente las necesidades del negocio, en tanto que la empresa recibe cantidades equivalentes por cobro del servicio suministrado.

Es muy importante señalar que la ley no permite la revaluación de los activos de las empresas, para efectos tarifarios, pues claramente especifica que las inversiones se tomarán por su valor, en moneda nacional, en el momento en que éstas se realizaron.

#### b) *Pago anual del 2 por ciento*

La primera ley de la Industria Eléctrica, de 1938, establecía 50 años como plazo de la concesión, al cabo del cual los bienes afectos al servicio pasaban a poder de la nación en forma gratuita, con destino a las concesiones que se otorgaran con base en esa ley. Los legisladores, posteriormente, previendo que el plazo fijado podía dar lugar a que ciertas empresas, sobre todo aquéllas cuyas concesiones estaban a punto de fenecer, no se sintieran estimuladas en el sentido de querer conservar y ampliar convenientemente las instalaciones afectas al servicio en los últimos años de la concesión, cambiaron el concepto de reversión por el de pago anticipado de la misma, a través de una cancelación anual equivalente al 2 por ciento de las inversiones hechas para la prestación del servicio, con excepción de las obras hidráulicas permanentes.

Al término de los 50 años, siempre que el concesionario cumpliera con todas sus obligaciones, incluyendo la del pago anual del 2 por ciento, tendría derecho a renovar la concesión por otro período del mismo término. Este concepto, al tomarse en cuenta en el cálculo de tarifas, es cubierto, en definitiva, por los propios usuarios.

#### c) *Fondo de retiros y reemplazos*

Este concepto, también establecido por la ley, tiene como función cubrir al concesionario una cantidad igual al valor de las instalaciones o equipos esenciales que se retiren, más el importe de los gastos que originen dichos retiros.

La provisión anual, propuesta por el concesionario, nunca puede ser mayor del 5 por ciento del valor atribuido a los bienes físicos, excepción hecha de las obras hidráulicas permanentes, ni puede acumularse arriba del 20 por ciento del valor del capital base de tarifas.

La función específica de este fondo es la de proporcionar efectivo suficiente al empresario para resarcirle de las inversiones por él efectuadas en bienes esenciales y que por diversas circunstancias se han he-

cho innecesarias o impropias para la prestación adecuada del servicio.

Es oportuno señalar que la ley prohíbe efectuar cargos en la contabilidad de las empresas derivados de la depreciación de los activos afectos al servicio eléctrico y que mermen las utilidades determinadas en las resoluciones tarifarias de la autoridad. Todas las empresas deben estar sujetas al régimen del fondo de retiros. Solamente después del primer período de cincuenta años, están explícitamente facultadas para crear una reserva anual para amortización de las obras hidráulicas permanentes y otra reserva anual para depreciación de los demás bienes que integran el negocio eléctrico.

#### d) *Gastos de explotación*

La ley no proporciona detalles específicos relativos a estos gastos por estar perfectamente definidos en la práctica mercantil. Sólo indica que deben ser prudentes y adecuados.

Las solicitudes de fijación de tarifas, presentadas por las empresas, deben incluir, hablando en términos generales:

i) la proyección a cinco años de los cargos fijos por inversión y de los gastos de explotación. (El programa de inversiones en ese período debe estar previamente autorizado por la Secretaría de Industria y Comercio en cuanto a su procedencia y características generales);

ii) la proyección a cinco años de generación y ventas de energía, clasificadas por clases de servicio, conteniendo los datos técnicos necesarios para la correcta distribución de responsabilidades entre dichos servicios; y

iii) la proposición de tarifas generales específicas acompañada de su estudio justificativo.

Con fundamento en esta solicitud y siguiendo los procedimientos señalados en la ley, la Comisión fija las cuotas y la estructura tarifaria de venta al público.

#### 2. *Defectos de la estructura tarifaria actual derivados de las disposiciones legales y de la práctica seguida*

Las disposiciones legales obligan a que los niveles tarifarios aprobados al concesionario tienen que ser un fiel reflejo de los costos totales del servicio relativos a las características específicas del mercado servido; es decir, que el importe de la venta de energía recaudado de los usuarios debe ser igual a los costos del suministro, incluida en éstos la utilidad razonable del capital propio invertido en el negocio eléctrico.

También dispone la ley que la Comisión de Tarifas, al estudiar y dictaminar solicitudes de las empresas, debe hacerlo fundándose en proposiciones preparadas por los mismos interesados.

Estos ordenamientos, unidos a la práctica de la Comisión —en gran parte derivada de la ley— de fijar

## CRITERIOS PARA LA SUSTITUCIÓN DE MAQUINARIA ELÉCTRICA

por Hugo R. Giavi, Manuel Mendiola y Manuel Arestivo \*

### 1. La sustitución de las maquinarias

La declinación del rendimiento funcional de una máquina presenta dos aspectos: uno de ellos se debe al deterioro por el uso; el otro, a la caducidad o declinación tecnológica, provocada por la aparición en el mercado de maquinarias más perfectas, capaces de cumplir las mismas funciones en mejores condiciones, ya sea por la obtención de un producto de mejor calidad, por una reducción del costo de producción o por un aumento de la capacidad de producción.

El progreso técnico, sin duda, como permite construir unidades más perfeccionadas, a un ritmo cada día más intenso, ocasiona un envejecimiento tecnológico de la maquinaria y se hace necesario revisar continuamente las instalaciones existentes.

Por este motivo, resulta muy interesante establecer criterios racionales para la solución del problema de la renovación de las instalaciones.

La Machinery and Allied Products Institute (MAPI) ha propuesto un método que toma muy en cuenta los factores fundamentales del problema y emplea algunas hipótesis simplificadoras, y considera que, a fin de reducir las posibilidades de error en esta materia, los estudios deben basarse sobre posiciones de futuro, difíciles de especificar.

### 2. El método MAPI

Se comienza por definir la inferioridad operativa de la unidad en servicio, constituida por la diferencia entre el costo de ejercicio de la máquina en estudio y la mejor máquina según la oferta de mercado. Esta inferioridad operativa va creciendo con los años, pues el costo de mantenimiento y de las reparaciones aumenta y, por otra parte, el progreso técnico permite construir máquinas nuevas con un costo de ejercicio cada vez más reducido.

Para determinar el momento más oportuno de renovar la unidad no basta, sin embargo, la estimación de las diferencias en el costo de ejercicio, sino que resulta necesario calcular el costo del capital correspondiente a las dos unidades que se comparan.

El costo del capital de la máquina en servicio (detentora) es igual a la pérdida en la reducción del valor que puede obtenerse de la venta de la unidad (si es posible obtener por ella algún valor), más los intereses a pagar sobre el capital todavía no realizado. En el caso de la máquina nueva (desafiante), el costo del

capital es igual a la cuota de amortización del capital a invertir en la compra, más los intereses.

De estos dos valores, uno aumenta (inferioridad operativa) y otro disminuye con el tiempo (costo del capital). Aquí se supone como valor indicativo de estos valores aquel momento en el cual la suma de ambos resulta mínima.

La solución del problema de la renovación se obtiene comparando los dos mínimos obtenidos —suma de la inferioridad operativa más el costo del capital— para la máquina vieja y para la nueva. La renovación será oportuna cuando el total de la futura inferioridad operativa y el costo del capital de la máquina nueva (desafiante) sea menor que el total correspondiente a la máquina vieja (detentora).

Como la inferioridad operativa de la desafiante es nula en el momento inicial, la comparación se realiza el año que sigue a la sustitución, o sea, cuando la nueva máquina tiene ya cierta inferioridad operativa.

### 3. Hipótesis simplificadoras

El método MAPI propone tres hipótesis simplificadoras. La primera consiste en suponer que para la máquina vieja, el aumento con el tiempo de la inferioridad operativa es más rápido que la disminución del costo del capital, lo cual supone que el valor mínimo, suma de la inferioridad operativa y el costo del capital, se obtiene al año siguiente a la sustitución.

La segunda hipótesis consiste en admitir que la inferioridad operativa de la desafiante (máquina nueva) se produce a una tasa invariable, o constante, durante la duración de su ejercicio.

La tercera hipótesis es necesaria para poder determinar, en los casos en que la renovación no resulta todavía conveniente, cuándo es el momento oportuno de realizarla. Dicha hipótesis se enuncia del siguiente modo: las futuras máquinas desafiantes presentarán un valor mínimo igual a la desafiante actual. De esta manera, como el valor mínimo de la máquina existente aumenta constantemente (primera hipótesis), mientras que el valor mínimo de la desafiante se mantiene constante (tercera hipótesis), llega un momento en que el valor mínimo de la máquina vieja superará el valor mínimo de la máquina nueva: precisamente, en ese momento, debe aconsejarse la sustitución de la maquinaria.

### 4. Cálculo del valor mínimo de la máquina vieja

Numerosos factores intervienen en el cálculo de la inferioridad operativa. Para tener en cuenta los más

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.49.

fácil su obtención cuanto más firme sea la posición financiera de la industria eléctrica, y siempre que se fije de antemano la proporción en que deben concurrir con los ingresos netos de operación a la realización de los programas de obras nuevas.

En virtud de la igualdad que debe existir entre las necesidades y los recursos, los ingresos por venta de energía tienen que ser suficientes como para cubrir los gastos de explotación y mantenimiento, los compromisos por créditos nacionales y extranjeros y la proporción fijada de inversión en obras nuevas, deduciendo los otros recursos señalados.

Nótese que de las fuentes de recursos se eliminan:

a) el pago anual del 2 por ciento, porque el principio de reversión que le instituyó no tiene razón de ser cuando los bienes son propiedad del estado, y b) el fondo de retiros y reemplazos, porque su objeto puede quedar incluido en el programa de obras nuevas y en los gastos de mantenimiento considerados en explotación.

Proyectados los ingresos necesarios a un plazo conveniente —tal vez de cinco años— y, de igual forma, las probables ventas de energía por tipo de servicio, la estructura tarifaria que se adopte debe tomar en cuenta:

a) consideraciones de planeación y desarrollo económico,

b) consideraciones de beneficio social,

c) consideraciones políticas.

Con el objeto de no caer en los vicios de la situación actual, parece prudente recomendar una sola estructura para todo el país, muy simple en su redacción y con el menor número posible de “escalones”, a la cual se apliquen factores de modificación, de aumento o disminución, según las características económicas y sociales de las diferentes zonas servidas. Estos factores, así como la estructura nacional fijada deberán vigilarse constantemente, con el objeto de ver si su comportamiento responde a lo previsto y poder aplicar las medidas oportunas que corrijan las desviaciones producidas.

Con respecto a los diferentes tipos de servicio, en forma muy general se presentan, en seguida, algunos lineamientos que podrían reglamentar su estructuración definitiva.

1. *Servicio doméstico o residencial.* Debería reducirse o eliminarse el cargo fijo independiente de la energía consumida e igualar las cuotas en todo el país.

Injustamente, la estructura vigente produce precios medios más altos en los consumidores de más escasos recursos, por el efecto del cargo fijo. Además, teniendo en cuenta que las tarifas más bajas se están aplicando en los sistemas más grandes, un pequeño aumento en estos últimos sería suficiente para bajar el precio de la enorme cantidad de poblaciones que pagan actualmente el servicio a dos y tres veces el importe de los primeros. Se fomentará así, su desarrollo económico.

2. *Servicio comercial.* Con cuotas más altas que las del servicio anterior, podría dársele el mismo tratamiento, y obtener iguales resultados.

3. *Los servicios industriales en baja tensión* para demandas contratadas reducidas, deben estimularse, mediante precio subsidiado, para promover el desarrollo de la pequeña industria.

4. *El resto de los servicios industriales* debe tratarse con criterio diferencial, en la medida que el consumo de energía gravite sobre el costo del producto terminado y en atención al interés nacional de localización industrial. Su estructura debe buscar la obtención de precios medios inferiores a los de los mayores consumos para fomentar el uso de la energía eléctrica.

5. Debe continuarse con la política de subsidiar a los molinos de nixtamal por ser básicos para la alimentación popular; al alumbrado público, en atención a los bajos recursos de nuestros municipios; y a los servicios agrícolas, por razones obvias. Aun cuando, en estos últimos, cabría la diferenciación entre pequeños y grandes agricultores.

Valdría la pena estudiar, sobre todo en los grandes sistemas, la posibilidad y conveniencia de promover el uso de la energía fuera de las horas de la demanda máxima, mediante la reducción de los precios, para mejorar los factores de planta de las instalaciones.

Con los lineamientos aquí señalados, debe estructurarse una tarifa que reparta los ingresos necesarios para la industria eléctrica conforme a la capacidad de los diferentes sectores que integran la economía del país.

El aspecto tarifario reviste tal importancia en la nacionalización de la industria eléctrica que casi podría afirmarse que se encuentra en él toda su justificación. Debe abocarse a su estudio con el mayor empeño, a fin de poder seleccionar la alternativa más adecuada en vista y beneficio de los intereses nacionales.



donde  $V_{\min}$  es el valor mínimo de la desafiante, que debe compararse con el valor mínimo de la detentora.

6. La aplicación del método MAPI a la sustitución de la Central "Ing. Santiago A. Calcagno"

Compárese la Central Calcagno y una central con tur-

bina a gas. Los cálculos están expresados en pesos uruguayos y su equivalencia es de 11 pesos por dólar.

a) Características de las unidades que intervienen en la comparación:

	Detentora	Desafiante
Tipo	Turbina a vapor	Turbina a gas
Potencia (MW)	20	20
Consumo específico (kcal/kWh)	9 000	4 000
Costo combustible (pesos/10 <sup>6</sup> kcal)	27.5	27.5
Número de personas por turno	29	3
Fecha de instalación	1 192 + 1 919	1 963
Costo inicial (pesos)	amortizado	22 000 000

b) Caso correspondiente a 500 horas de funcionamiento

Aplicando el módulo I a la detentora, en este caso la Central Calcagno, se obtiene:

	Detentora	Desafiante
a) <i>Ventajas del producto</i>		
Superioridad del producto		Puesta en marcha rápida. Facilidad para generar energía reactiva.
Aumento de producción		40 MW en lugar de 20 MW; 20 MW en el mismo edificio.
b) <i>Ventajas sobre el costo</i>		
Mano de obra directa	29 hombres por turno en 2 turnos de 6 horas 357 300 pesos.	3 hombres por turno en un solo turno 18 500 pesos.
Mano de obra indirecta	Equivalente.	Equivalente.
Mantenimiento mano de obra	863 000 pesos.	82 400 pesos.
Material	133 300 pesos.	29 100 pesos.
Costo de herramientas	—	—
Descuentos	—	—
Tiempo muerto		
Consumo de energía	$27.5 \times 20\,000 \times 500 \times \frac{1}{9\,000/10^6}$	$27.5 \times 20\,000 \times 500 \times \frac{1}{4\,000}$
	2 475 000 pesos.	1 100 000 pesos.
Impuestos y seguros	31 600 pesos.	50 000 pesos.
Total	3 860 200 pesos.	1 280 000 pesos.
<i>Inferioridad operativa de la detentora: 2 580 200 pesos.</i>		

La aplicación del módulo II sobre el costo del capital da el siguiente resultado:

a) Valor que es posible recuperar el año actual	
b) Idem, del año próximo	
c) Pérdida en el valor que es posible recuperar	
d) Interés sobre el valor que es posible recuperar	
e) Gastos suplementarios	50 000 pesos
f) Porcentaje para el año próximo	50 000 pesos
g) Costo del capital	50 000 pesos
Valor mínimo de la detentora (Central Calcagno)	2 630 200 pesos

Calcúlese ahora el valor mínimo de la desafiante.

Si se supone una vida de 25 años en servicio de primera línea y un valor de recuperación nulo, lo que es muy desfavorable para la desafiante (turbina a gas), del monograma MAPI resulta una amortización de 5.75 por ciento; ahora bien, tomando una tasa de interés de 6 por ciento, resulta que el valor mínimo de la desafiante es del 11.75 por ciento del costo inicial de la turbina a gas. Suponiendo un costo inicial de 22 millones de pesos, el valor mínimo de la desafiante resulta de 2 585 000 pesos.

importantes, Terborgh, autor de la fórmula de la MAPI, aconseja el uso de los siguientes módulos:

### MÓDULO I

#### Ventajas de ejercicio del año próximo

a) <i>Ventajas del producto:</i>	<i>Detentora</i>	<i>Desafiante</i>
Superioridad del producto		
Aumento de producción		
Otros conceptos		
b) <i>Ventajas sobre el costo:</i>		
Mano de obra directa		
Mano de obra indirecta		
Mantenimiento		
Materiales		
Costo de herramientas		
Descartes		
Tiempo muerto		
Superficie ocupada		
Consumo de energía		
Impuestos y seguro		
Otros conceptos		
<i>Total</i>	<i>A</i>	<i>B</i>
Inferioridad operativa de la detentora = B - A		

### MÓDULO II

#### Costo del capital

- a) Valor que es posible recuperar el año actual
- b) Valor que es posible recuperar el año próximo
- c) Pérdida en el valor que es posible recuperar ( $a + b$ )
- d) Intereses al  $x$  por ciento sobre el valor que es posible recuperar el año actual
- e) Gastos suplementarios
- f) Porcentaje para el año próximo
- g) Costo total para el capital ( $c + d + f$ )

La suma de la inferioridad operativa y el costo del capital para el año próximo da el valor mínimo de la detentora.

#### 5. Cálculo del valor mínimo para la máquina nueva

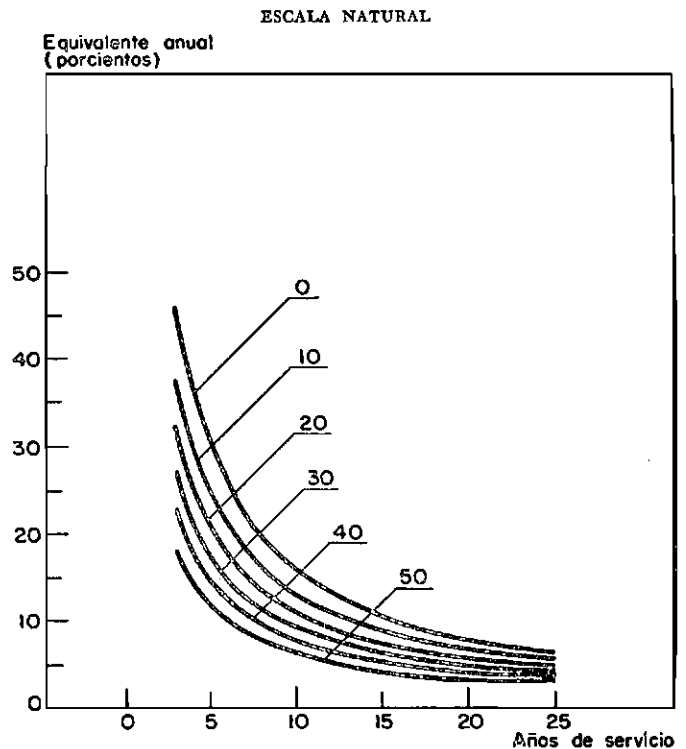
Para realizar este cálculo es necesario, previamente, evaluar la tasa de interés del dinero y el gradiente de inferioridad de la desafiante.

El costo del dinero varía en función de muchos factores, pero, en general, cada país adopta, de acuerdo con su situación financiera y su política económica, una tasa constante, que permanece inmutable, a menos que se produzcan cambios decisivos en la situación del país.

La estimación del gradiente de inferioridad resulta más difícil, pero es necesario observar que un error grave, en esta estimación, da lugar a errores mucho más reducidos en la solución del problema de que aquí se trata.

Para evaluar el gradiente de inferioridad, debe recurrirse a todos los datos posibles relativos a la maquinaria que se estudie y procederse con mucha prudencia en su análisis. En definitiva, resultará sumamente difícil determinar con exactitud este valor. Para evitar tal inconveniente, MAPI ha estudiado una modifica-

Gráfico I  
NOMOGRAMA MAPI



ción que, en lugar de determinar el gradiente de inferioridad, requiere la estimación del número de años que la desafiante se habrá de mantener en servicio de primera línea, lo cual constituye una cantidad más fácilmente definible.

Dada la extensión del método, no es del caso detallar el cálculo del valor mínimo de la desafiante, el cual ha sido descrito por G. Terborgh, *Dinamic Equipment Policy* (McGraw-Hill Book, 1949). Parece suficiente con presentar un cálculo gráfico del valor mínimo de la desafiante, que se obtiene utilizando el monograma MAPI. (Véase el gráfico I.)

El uso del monograma MAPI es el siguiente (*MAPI Replacement Manual*, 1950):

- Se estima el número de años que corresponden a la duración útil en servicio de la máquina desafiante.
- Se estima el valor de recuperación final  $S$ .
- Se obtiene el costo  $C$  de la nueva maquinaria.
- Se halla el valor de recuperación final expresado como:

$$100 \frac{S}{C}$$

—Se entra por las abscisas, en el valor  $n$  estimado y se sigue hasta el valor que corresponde, en la curva  $100 \frac{S}{C}$  y se lee sobre las ordenadas un valor equivalente a un porcentaje anual ( $E$ ) que, sumado a la tasa de interés  $i$ , da la relación

$$\frac{V \text{ min}}{C}$$

**URUGUAY: COSTOS OPERATIVOS DE LAS DOS SOLUCIONES PROPUESTAS PARA SUSTITUCION DE LAS CENTRALES TERMICAS**  
(Pesos uruguayos)

Funcionamiento	1 500 horas		3 000 horas		4 000 horas		6 000 horas	
	A	B	A	B	A	B	A	B
Gastos fijos. . . . .	2 246 000	1 550 500	2 246 000	1 550 500	2 246 000	1 550 500	2 246 000	1 550 500
Mano de obra directa. . . . .	3 turnos	3 turnos	4 turnos	4 turnos	4 turnos	4 turnos	5 turnos	5 turnos
Consumo de energía	1 000 000 8 630 000	438 000 6 052 000	1 328 000 17 260 000	584 000 12 050 000	1 328 000 23 000 000	584 000 16 200 000	1 660 000 35 520 000	730 000 24 000 000

periores a 1 500 horas o para factores de utilización superiores al 20 por ciento, se mantienen constantes:

	<i>Cal/kWh</i>
Detentora. . . . .	4 000
Desafiante . . . . .	2 800

Los consumos propios de ambas unidades se han considerado equivalentes y del orden del 6 por ciento para ambas, y el precio del millón de calorías en 2.5 dólares.

En el cuadro que inicia esta página figuran los costos operativos de los dos soluciones agrupadas en los tres rubros indicados, expresándose en pesos uruguayos los valores correspondientes.

Resumiendo los valores del cuadro, se concluye, para el módulo I, la inferioridad operativa de la solución 1 frente a la solución 2.

Horas de funcionamiento	Solución 1	Solución 2	Diferencia operativa
1 500	11 876 000	8 013 500	3 862 500
3 000	20 834 000	14 184 500	6 649 500
4 000	26 574 000	18 334 500	8 239 500
6 000	39 426 000	26 280 500	13 145 500

**MÓDULO II**

Se considera nula la pérdida de valores anuales de recuperación para la detentora.

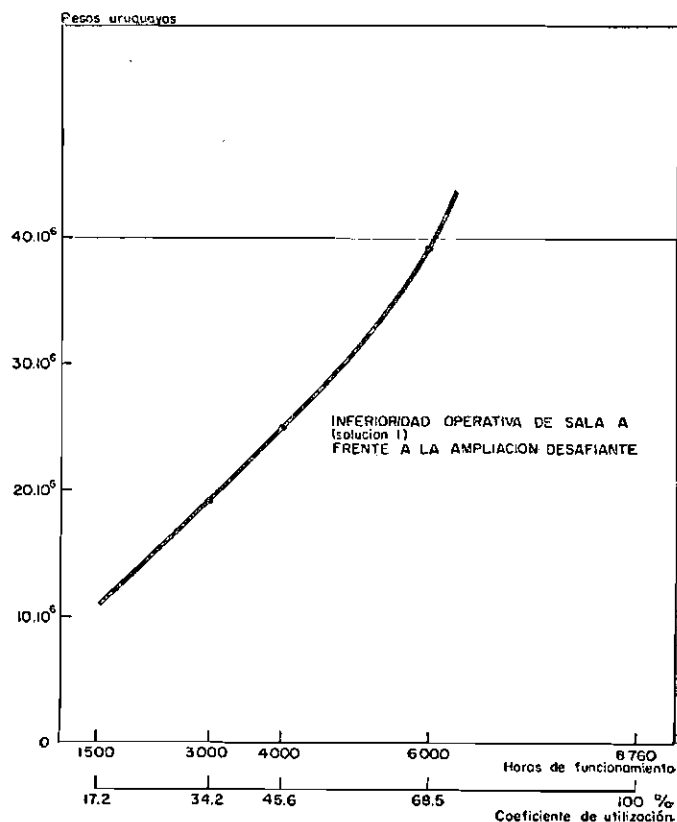
Suponiendo una vida de 30 años para la solución 2 y un valor de recuperación nulo, se obtiene para el nomograma MAPI un equivalente anual del 5 por ciento.

Para una tasa de interés del capital de 7 por ciento, se obtiene un valor del 12 por ciento anual como costo del capital.

Para un valor inicial de la desafiante de 9 660 000 dólares *cif* Montevideo, se obtiene un costo anual

**Gráfico II**  
**GASTOS DE CAPITAL DE LA DESAFIANTE**

ESCALA NATURAL



del capital desafiante de 1 660 000 dólares, equivalente a 13 350 000 pesos uruguayos.

En el gráfico II se indican los valores de inferioridad operativa en función de las horas de funcionamiento. De ello se desprende que el reemplazo de la solución 1 existente por la solución 2 exigirá un factor de utilización no menor de un 68 por ciento para la desafiante.

La inferioridad operativa de la Central Calcagno es, por lo tanto, superior al mínimo de la desafiante, pero del mismo orden.

c) *Caso correspondiente a 1 000 horas de funcionamiento*

En este caso, el servicio se aumentará en un turno, y todos los valores serán iguales, menos la mano de obra directa y el consumo de combustibles.

La inferioridad operativa de la Central Calcagno será de 4 165 300 pesos, cifra muy superior al mínimo de la desafiante (2 585 000 pesos).

Por lo tanto, se deduce que la Central Calcagno debe ser sustituida en el caso de que se pretenda hacerla funcionar con un régimen de 1 000 horas de ejercicio anuales.

d) *Conclusiones*

No resulta económico el mantenimiento de la Central Calcagno como una planta que esté en condiciones de funcionar en servicio de tres turnos, durante el período crítico del invierno. Tampoco resulta económico el mantenimiento de la Central Calcagno para el servicio a dos turnos. Sin embargo, en este caso, aunque el resultado es favorable a la sustitución, las cifras son más semejantes y, además, por otras consideraciones, se podría admitir el mantenimiento por un corto número de años de la Central Calcagno en ejercicio, siempre que éste se reduzca a un máximo de 500 horas anuales.

7. *Sustitución de instalaciones de las centrales térmicas de Montevideo según el criterio MAPI*

Se considera la posibilidad de encarar la sustitución de parte de las instalaciones generadoras actuales de la Central Térmica Battle y Ordóñez, de Montevideo, por una nueva unidad que tenga aproximadamente una potencia similar.

A tal efecto se han comparado dos soluciones aplicando el criterio propuesto por MAPI, mediante comparación de sus capacidades operativas, costos de ejercicio y costo de capital.

*Solución 1:* Mantener las dos unidades generadoras actuales constituidas por 8 calderas Babcock Wilcox 37 kg/cm<sup>2</sup> - 437° C y 2 turbo-alternadores Metropolitan Vickers de 25 kW cada uno.

La instalación, que incluye la planta completa con todos los elementos auxiliares, parque de carbón, talleres, subestación de transformación, toma de carga, etc., fue terminada y puesta en operación en 1931.

*Solución 2:* Instalación de potencia intensificada de las actuales unidades, constituida por una unidad generadora monoblock de 50 000 kW, de condiciones térmicas con rendimientos similares a los de los actuales servicios de la Central Battle y Ordóñez, que se incluyen en la Sala "B"; caldera Franco-Tossi (patente Combustión Eng.) y turbina Brown Boveri 50 000 kW, 64 kg/cm<sup>2</sup> - 490° C.

La solución 1 se considerará detentora y la 2 desafiante, con las simplificaciones supuestas en el método que se aplica.

MODULO I

*Ventajas de ejercicio del año próximo*

	<i>Detentora</i>	<i>Desafiante</i>
a) <i>Ventajas del producto:</i>		
Superioridad del producto . . . . .	Mayor flexibilidad en el servicio. Seguridad permanente de generación mayor o igual a 40 000 kW.	—
Aumento de producto . . . . .	—	—
	<i>Pesos uruguayos</i>	
b) <i>Ventajas sobre el costo:</i>		
Mano de obra indirecta . . . . .	Equivalente	
Mantenimiento directo . . . . .	856 000	511 000
Mantenimiento indirecto . . . . .	826 000	465 000
Materiales de incidencia directa . . . . .	350 000	300 000
Materiales de incidencia indirecta . . . . .	160 000	80 000
Seguros . . . . .	54 000	194 500
Gastos fijos (suma de a y f) . . . . .	2 246 000	1 550 500

La determinación del costo de operación incluye la mano de obra directa y el consumo de combustible, para el caso *fuel oil*.

Estos rubros son función de la generación conside-

rada como factor de utilización y estudiados a base de 1 500, 3 000, 4 000 y 6 000 horas de funcionamiento.

Se han supuesto los siguientes valores de consumo específicos, considerando que para funcionamientos su-

minados hacia una reestructuración total de las tarifas, se refieren a los siguientes aspectos:

- a) Adopción de una política de tarifas.
- b) Adopción de métodos y sistemas racionales de tarifación.
- c) Unificación de la estructura de tarifas en escala nacional.

Actualmente, se encuentran en proceso de estudio nuevas tarifas para las diversas Administraciones Regionales de CADAPE, siguiendo los lineamientos trazados en la pauta recién mencionada, con el fin de llegar, finalmente, a un sistema integrado de todo el país. Debido a la complejidad que encierra este tipo de trabajo, hasta el presente sólo se ha completado el estudio de una de las 15 zonas del territorio de CADAPE. Mientras tanto ha sido necesario reestructurar tarifas aisladas en algunas administraciones debido a su manifiesta inoperancia, que no permitía mantenerlas en vigencia por más tiempo.

La política de tarifas adoptada por CADAPE, en su contenido esencial, es la siguiente:

a) Propender a suministrar energía eléctrica a los precios más bajos compatibles con un servicio eficiente y con la estabilidad financiera de la compañía.

b) Orientar el consumo hacia la mejor y mayor utilización de la energía, de acuerdo con la política económica del país.

c) Considerar que la industria eléctrica es esencial al bienestar social y al desarrollo económico y que es de interés público, pero que a la vez necesita desarrollarse en un ambiente de comprensión y justa retribución.

Los principios técnicos que informan la elaboración de tarifas tienden al logro de los siguientes objetivos:

a) Unificación de las estructuras de tarifas en escala nacional, pero con precios distintos de acuerdo con los costos de cada zona.

b) Reconocimiento de la importancia del "factor de carga" como elemento esencial de las tarifas.

c) Promoción de la utilización de la energía.

d) Determinación de los precios tomando en cuenta los costos, pero considerando también los factores económicos, sociales, etc. que gravitan, directa o indirectamente, en el suministro de energía.

Las dos posiciones enfrentadas con el problema de las tarifas tienen una actitud completamente definida: por un lado, está quienes, con sano criterio, sostienen que la industria eléctrica debe contribuir, por lo menos en parte, a su autofinanciamiento, y, por el otro, aquellos que propugnan que las empresas del estado pueden ser deficitarias, si ello es necesario para el suministro de energía a bajo precio. Nuestra situación es clara: estamos con quienes defienden el principio del autofinanciamiento de la industria eléctrica, sea en el sector público o en el privado.

También queremos referirnos aquí a tarifa residencial limitada, la que se denominó posteriormente "tarifa social".

Una revisión preliminar del sistema de tarifas heredado reveló que el establecimiento de la tarifa social resultaba justificado. Como primer paso hacia tal fin, se efectuó un análisis de "frecuencias de consumo" que mostró resultados sorprendentes con respecto al bajo nivel de consumo en la mayor parte de las áreas servidas por nosotros. Incluso en poblaciones de relativa importancia, se observó que, en el sector residencial, más del 70 por ciento de los suscriptores consumían menos de 20 kWh por mes, y que todos ellos en conjunto representaban menos de un 30 por ciento del consumo total del área en cuestión. Este bloque de suscriptores se analizó aún con más detenimiento y se pudo observar que un grupo muy importante consumía por mes menos de 10 kWh.

Muchas de las tarifas tenían una "garantía mínima de consumo" por encima de los promedios citados, por lo que el precio unitario por kWh que se cargaba a dichos abonados llegaba a veces a 0.90 bolívares por kWh (0.27 dólares por kWh). Tan elevado costo producía una reacción negativa en el consumidor, que se sentía defraudado y, en lugar de acrecentar su consumo hasta sobrepasar los mínimos estipulados y gozar así de un precio más aceptable, trataba de disminuirlo, sin beneficio económico alguno para él, hasta que terminaba por sumarse a las reclamaciones públicas o recurría al fraude como único elemento de defensa. Ante esta situación, se consideró que una disminución de la "garantía mínima de consumo" resultaría beneficiosa para los suscriptores de más bajos ingresos, al mismo tiempo que enaltecía el concepto público sobre las labores que CADAPE estaba desarrollando. Como esta disminución de los mínimos de consumo tenía un contenido de justicia social, la tarifa fue denominada "tarifa social". La experiencia enseña que donde quiera que se implanta la "tarifa social" mejoran en forma sustancial las relaciones con el público, y que, como consecuencia de una preparación psicológica de los suscriptores, se ha registrado un progresivo aumento en el consumo, recuperándose en un tiempo relativamente corto el déficit económico inicial que dicha tarifa constituía para la empresa.

La implantación de la tarifa social contribuyó a solucionar muchos de los problemas. Se está aplicando en todas las zonas como una tarifa residencial, limitada al grupo de suscriptores cuyo consumo mensual es generalmente inferior a 15 kWh. Los "mínimos" varían entre 10 y 12 kWh y el precio unitario es el mismo que el del primer bloque de la tarifa residencial ordinaria, de manera que un abonado de la tarifa social que incrementa su consumo, pasa automáticamente a la tarifa residencial sin transición brusca.

Indudablemente, muchos de los problemas y conflictos relacionados con las tarifas tienen origen en la ausencia de una legislación adecuada. Actualmente, está en estudio en Venezuela un proyecto de ley de la industria eléctrica que, seguramente, contemplará disposiciones apropiadas acerca de los aspectos de re-

## POLÍTICA, TÉCNICA Y EXPERIENCIA DE TARIFAS EN LA C. A. DE ADMINISTRACIÓN Y FOMENTO ELÉCTRICO DE VENEZUELA

por *Luis E. Galavís \**

Lo mismo que en la mayor parte de los países latinoamericanos, el desarrollo de la energía eléctrica en Venezuela ha sido lento y difícil, a pesar de que en algunas ciudades el incremento de los servicios eléctricos ha tenido características extraordinarias, en cuanto a su tasa histórica de crecimiento se refiere.

La creación de la Corporación Venezolana de Fomento (VF) en 1946, marca el punto de partida de un abastecimiento eléctrico dirigido por el estado. En efecto, el patrimonio de la CVF se formó, en parte, mediante el aporte de todas las inversiones que el estado había hecho hasta la fecha en el campo de la energía eléctrica, y, poco después de su fundación, la Corporación contrató servicios de expertos extranjeros, con los cuales se dio forma al primer plan nacional de electrificación. Este plan se vino desarrollando con variada fortuna a través de los años, durante los cuales la Corporación llegó a adquirir varias plantas e instalaciones que se agruparon por regiones, bajo la forma de sociedades anónimas semiautónomas, limitándose a funcionar independientemente las unas de las otras y a prestar servicios dentro de las áreas geográficas que les habían sido asignadas.

En 1958 el desarrollo de estas 15 compañías había adquirido tal grado de complejidad, que la CVF consideró prudente agruparlas a todas en una sola, la C. A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), mediante la cual debía lograrse una absoluta uniformidad de criterio en todas las cuestiones técnicas o administrativas y, en fin, la concentración en un solo organismo de todas las programaciones y ejecuciones de índole nacional. Se persigue con esto que la programación eléctrica se haga en forma nacional, y no contemple 15 programaciones aisladas para cada una de las compañías que hasta la fecha existían.

El crecimiento de la demanda de electricidad en Venezuela, en los últimos 15 años, ha sido extraordinario, 19.5 por ciento entre 1945 y 1955.

Se puede decir que, hoy día, todas las capitales de estado disponen de un adecuado abastecimiento de energía eléctrica, bien sea por medio de compañías privadas o de CADAFE. Sin embargo, a pesar de las cuantiosas inversiones que se han realizado en la industria eléctrica, no puede considerarse a Venezuela como un país suficientemente electrificado, puesto que existen todavía áreas urbanas y rurales que carecen totalmente de este vital elemento del progreso económico y social.

La tendencia observada, en otros países latinoamericanos, del giro de la industria eléctrica hacia el predominio de las empresas públicas, se observa también en Venezuela y en forma creciente. A pesar de que las empresas privadas han sido las precursoras del desarrollo eléctrico del país y que han contribuido evidente y efectivamente a su progreso, los problemas que confrontan, de carácter financiero, principalmente, han hecho posible que el sector público vaya adquiriendo una participación cada vez mayor en el abastecimiento de energía eléctrica aumentando su participación en la capacidad instalada desde 26.1 por ciento en 1948 hasta 38.8 por ciento en 1959. Se estima que en 1964 alcanzará al 51 por ciento.

En el campo de las tarifas se observa, en general, que su progreso, desde el punto de vista de los procedimientos y de su concepción, no ha sido paralelo al progreso técnico de las instalaciones. La industria eléctrica, principalmente en el sector público, ha dedicado mayores esfuerzos a la extensión de las instalaciones y al mejoramiento de su calidad técnica, dejando en un segundo plano el problema de las tarifas. Las compañías privadas han sido las primeras en introducir tarifas concebidas sobre bases racionales, del mismo modo que fueron las primeras en introducir las técnicas nuevas de la construcción y operación de plantas y líneas. Por ejemplo, en Caracas, se emplean con éxito tarifas de demanda máxima, aun en los servicios residenciales.

Las tarifas de las empresas fusionadas para constituir CADAFE, eran totalmente anacrónicas. En forma general podríamos afirmar que las tarifas que venían siendo aplicadas no fueron elaboradas de acuerdo con una política definida ni se basaron en procedimientos racionales de tarifación, sino que solamente se limitaron a aplicar, con ligeras modificaciones, las estructuras de tarifas que habían sido heredadas de las compañías municipales, estatales y particulares, cuando éstas fueron adquiridas por la CVF.

Al asumir CADAFE la administración de las empresas eléctricas, el sistema de tarifas debía ser objeto de un tratamiento nuevo y se le asignó la importancia que realmente debe tener en la industria eléctrica, comenzando por precisar una política definida, que antes no existía, dejando de un lado el empirismo que hasta entonces había guiado la elaboración de tarifas.

Por razones fáciles de comprender, no ha sido posible aplicar bruscamente el nuevo sistema y todavía se mantienen, en gran parte del territorio de CADAFE, las estructuras antiguas. Los primeros estudios enca-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.39.

## MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL COSTO ORIGINAL

por Gordon F. Heim \*

Uno de los objetivos básicos de la contabilidad reguladora es garantizar el suministro de servicios de utilidad pública a una tarifa justa y razonable. Antes de que la Comisión Federal de Energía en ejercicio de actos de comercio interestatal obtuviera jurisdicción sobre las empresas de servicio público que transmiten o venden electricidad en grandes bloques, se prestó muy poca atención al control contable. En consecuencia, las contabilidades de muchas empresas de servicio público llegaron a ser prácticamente inservibles como guía para la determinación de la tarifa base en el proceso de regulación. La Comisión Federal de Comercio, al realizar la investigación autorizada por la resolución del Congreso del 15 de febrero de 1928, hubo de poner al descubierto, efectivamente, el abultamiento de las cuentas de las compañías operadoras y de las sociedades inversionistas controladoras.

Antes de 1937, el abultamiento de los activos estaba tan encubierto dentro de las cuentas de las compañías eléctricas de servicio público que casi nadie, ni siquiera las comisiones reguladoras, se había percatado de su alcance. Las cuentas de muchas de las empresas de servicio público eran mal llevadas. En algunos casos, casi la totalidad de las instalaciones se incluía en una cuenta global. En otros, las compras hechas muchos años antes se llevaban en una cuenta cuyo monto no se castigaba anualmente.

En tales circunstancias no se podían determinar con precisión las inversiones reales de las empresas de servicio público en sus diversos renglones, como gas, electricidad, redes tranviarias, agua potable, etc. De hecho, no había ninguna posibilidad de detallar más a fondo las inversiones por funciones del sistema eléctrico en relación con la generación, transmisión y distribución. En otros casos, cuando parecía existir un análisis detallado de las inversiones, se descubrió que éste no era más que el resultado de una apreciación hecha por la empresa, basada en el costo de reposición. En docenas de los casos investigados se descubrió que los valores asignados a los activos inmovilizados se basaban en el valor a la par o declarado del capital social, que siempre era muy superior al costo, o que se había aumentado el valor de los bienes a base de tasaciones hechas por ingenieros, siendo absorbidos los excedentes por dividendos en acciones. Muchas sociedades inversionistas que controlaban empresas independientes las habían comprado pagando por sus activos fijos sumas

al contado cuyo valor era varias veces superior a su costo.

La Comisión Federal de Comercio, en su informe al Congreso, emitido al cabo de cinco años de investigaciones, recomendó medidas radicales y la creación de un organismo federal para hacer frente al problema, con amplias facultades para establecer una base contable para aquella parte de la industria que ejerce actividades comerciales interestatales. Ateniéndose a esa recomendación, en 1935, el Congreso dictó la ley de Energía Federal y la de Sociedades Inversionistas Controladoras de Empresas de Servicio Público. Desde entonces, la Comisión Federal de Energía ha tenido a su cargo la responsabilidad de desenmarañar y refundir las evaluaciones y los métodos de evaluación empleados por la industria, y de establecer bases más sencillas para llevar la contabilidad, presentar los informes y fijar las tarifas.

La ley de Energía Federal de 1935 autorizó a la Comisión para prescribir un Sistema Uniforme de Contabilidad para las Empresas y Concesionarios de Servicio Público. El sistema de cuentas adoptado por la Comisión entró en vigencia el 1º de enero de 1937, después de consultas y audiencias en que participaron representantes de la industria y de las instituciones reguladoras estatales.

En lo que se refiere al costo original, el Sistema Uniforme de Contabilidad estableció un criterio importante al exigir la reclasificación y división de las cuentas de bienes en dos subdivisiones principales. Las sumas que representaban el costo original de los bienes de la empresa en el momento de comenzar a prestar servicios públicos debían ser anotadas, por separado, en cuentas especiales de la planta, dentro de la cuenta 100.1, "Sistema Eléctrico en Servicio"; y las sumas que no representan el costo original de los bienes, como los aumentos injustificables del valor nominal del activo y los pagos por concepto de bienes, superiores al costo original, debían ser clasificadas en dos cuentas especiales. Las cantidades que sobrepasen el costo contable del servicio, se clasificarán en la cuenta 107, "Ajustes del Valor del Sistema Eléctrico"; en cambio, los montos que representan la diferencia entre el costo de adquisición y el costo original del bien cuando éste fue dedicado al servicio público, se clasificarán en la cuenta 100.5 "Ajustes de Adquisición del Sistema Eléctrico".

Para establecer un punto de partida, la instrucción 2, "Clasificación del Sistema Eléctrico a la Fecha de Vigencia del Sistema de Cuentas", en su párrafo (D) establecía lo siguiente:

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.40. Las opiniones expresadas a continuación son de la exclusiva responsabilidad del autor y no reflejan necesariamente las de la Comisión Federal de Energía de los Estados Unidos, entidad en la que presta servicio.

gulación del suministro de energía eléctrica. Puede confiarse en que una regulación basada en un criterio económico sano será de mucha utilidad tanto para el consumidor como para las empresas, y que los movimientos en pro de la rebaja de precios perderán su razón de ser cuando existan disposiciones legales sobre la determinación de tarifas.

Es interesante analizar la incidencia de una rebaja de tarifas eléctricas en el presupuesto familiar y en el costo industrial y su repercusión en la economía de la empresa eléctrica. Estudios realizados en el sector residencial basados en encuestas de varios mercados del país, muestran que una rebaja de tarifas de 10 a 15 por ciento reflejaría la siguiente proporción en el presupuesto familiar: el grupo de consumidores cuyos ingresos son del orden de 400 bolívares (120 dólares) mensuales y en el cual la factura por suministro de electricidad tiene un promedio de 5 bolívares (1.50 dólares), obtendría un ahorro de 0.50 a 0.75 bolívares (0.15 a 0.23 dólares) por mes. El grupo con ingresos de 500 a 1 000 bolívares (150 a 300 dólares), cuya factura alcanza a 15 bolívares (4.50 dólares) por término medio, lograría un ahorro de 1.50 a 2.25 bolíva-

res (0.45 a 0.67 dólares) por mes, y el sector con ingresos entre 1 000 y 2 500 bolívares (300 a 750 dólares) mensuales, que tiene una factura media de 35 a 50 bolívares (10.50 a 15 dólares), obtendría de esta manera un ahorro mensual máximo de 7.50 bolívares (2.25 dólares).

Salta a la vista que, mientras el consumidor medio obtiene un ahorro insignificante, como consecuencia de una rebaja de tarifa, la merma de ingresos en la compañía suministradora puede gravitar en forma peligrosa sobre su economía.

La anterior exposición nos lleva a resumir la situación de la industria eléctrica así: mientras el consumidor no sea adecuadamente informado sobre estos problemas y mientras los organismos gubernamentales de regulación no adopten una actitud decididamente sana y justa en materia de tarifas, la industria eléctrica no podrá desplegar debidamente la función que le corresponde cumplir en el campo del desarrollo social y económico de los pueblos: suministrar *energía abundante y segura a precios razonables*, en vista de un mejoramiento del nivel social, cultural y económico del hombre.



general, que las sumas abultadas (partidas de la cuenta 107) se cancelen inmediatamente, basándose en la teoría de que no debe haber partidas de esta naturaleza en las cuentas de las empresas de servicio público. Con respecto al exceso real sobre el costo original (partidas de la cuenta 100.5) que surgió a raíz de la adquisición de bienes en igualdad de condiciones, en los estudios hechos por la Comisión para determinar la naturaleza de estas sumas, se llegó a la conclusión de que son de naturaleza intangible, y representan la compra de capacidad de ganancia, franquicias, y rubros similares. Las disposiciones de la Comisión con respecto a los rubros mencionados en último lugar, han establecido que los activos intangibles no tienen más importancia que los bienes físicos tangibles, y por lo tanto, no podrían permanecer en las cuentas a perpetuidad; por tanto, se estableció un período máximo de 15 años para la liquidación de esas partidas.

El derecho que le asiste a la Comisión Federal de Energía para exigir que se castiguen los aumentos injustificables del valor del activo fue posteriormente apoyado por la Corte Suprema en el caso de la Northwestern Electric Company (321 U. S. 119). En el caso de la California Oregon Power Company (150 F. (2d) 25, cert. den. 326 U. S. 781), la facultad de la Comisión para exigir la amortización de las sumas que excedan el costo original, pagadas por la adquisición de bienes en igualdad de condiciones durante un período de 30 años anterior a la revisión hecha por los funcionarios de la Comisión, pero que figuraban en las cuentas sin haber sido depreciadas o amortizadas, fue confirmada cuando la Corte Suprema se negó a avocarse al conocimiento de la decisión del tribunal de primera instancia favorable a la Comisión Federal de Energía. En el caso de la Arkansas Power & Light Company (185 F. (2d) 751, cert. den. 341 U. S. 909), el tribunal confirmó la autoridad suprema que tiene la Comisión sobre las cuentas de las empresas y concesionarios de servicios públicos.

La importancia de la solidez de la estructura económica de la empresa, tanto para ella como para el público, es evidente. En numerosos casos, la experiencia ha demostrado que, al término de la reclasificación del costo original, se produce inmediatamente el refinanciamiento de sus bonos y acciones preferidas a tasas altamente remunerativas, porque los inversionistas tienen la seguridad de que los valores vendidos están garantizados por valores inmobiliarios firmes. La empresa de servicio público aprovecha ventajosamente estas bajas tasas de interés y a menudo los ahorros que así se producen, se traspasan parcialmente al público a través de una rebaja de la tarifa.

De acuerdo con el programa primitivo de estudio de costos de la Comisión, hasta el 30 de junio de 1960, 337 empresas eléctricas de servicio público y concesionarios habían entregado estudios sobre el costo original y la reclasificación de cuentas, en los cuales se había declarado el costo original del sistema eléctrico evaluado en 8 926 741 374 dólares, y el exceso del costo registrado sobre el costo original se fijaba en 854 786 488 dólares, clasificado en las cuentas de ajuste del valor del sistema. Al finalizar el mes de junio de 1960, los funcionarios contables habían terminado el examen sobre el terreno, o las revisiones hechas en la oficina, de 295 de los estudios recibidos; 25 estudios quedarían sin revisar por haber dejado de tener jurisdicción la Comisión sobre las Compañías, debido a la venta de los bienes destinados a la generación de electricidad, fusiones, y otras razones; la Comisión deberá revisar 17 estudios más.

La revisión en el terreno y en la oficina de los 295 estudios sobre costos originales dio por resultado la reducción del costo declarado por las empresas, de 7 397 513 349 a 6 795 015 214 dólares, y el correspondiente aumento del exceso de costo original registrado sobre el costo original de 1 021 287 221, a 1 623 785 356 dólares.

Las instrucciones formales y otras gestiones de la Comisión, hasta el 30 de junio de 1960, con respecto a 300 empresas, autorizaron la liquidación o amortización de sumas clasificadas como ajustes del valor del sistema eléctrico, que, en total, sumaban 1 630 447 615 dólares. En esta suma se incluían 519 129 593 dólares, que representaban el exceso del costo *bona fide* sobre el costo original del sistema eléctrico adquirido mediante compras, fusiones, etc., que había sido liquidado cargándolo de inmediato al excedente de explotación o amortizándolo a través de períodos cuya duración ha fluctuado entre 3 y 15 años, mediante cargos a una cuenta de ingreso. La suma restante, de 1 111 318 022 dólares, se clasificó en las cuentas de ajuste del valor del sistema eléctrico que representan aumentos injustificables del valor nominal del activo, y otras partidas abultadas que se liquidaron mediante cargos a los excedentes de explotación o de capital y a cuenta de reserva, según se consideró más procedente de acuerdo con el caso.

Aun cuando no se incluye aquí, el programa de costo original aplicado a las empresas de gas de servicio público, que están bajo la jurisdicción de la Comisión, ha requerido el mismo tipo básico de ajuste y ha dado origen a los mismos problemas de liquidación de los ajustes que en el caso de las empresas eléctricas de servicio público.

“No más de dos años después de la fecha en que entre en vigencia este sistema de cuentas, cada empresa de servicio público deberá haber dado término a los estudios necesarios para clasificar su sistema eléctrico a contar desde la fecha de vigencia de este sistema de cuentas, de acuerdo con las cuentas previamente establecidas, y elevará a la consideración de la Comisión las anotaciones que se propone hacer para cumplir con las disposiciones de este decreto. También deberá presentar un balance comparado, indicando las cuentas y las sumas que aparezcan en sus libros a la fecha de vigencia de este sistema de cuentas y las cuentas y las sumas respectivas a la misma fecha, después de haberse hecho las anotaciones propuestas.”

La Comisión, por orden fechada el 11 de mayo de 1937, dispuso, en relación con las instrucciones anteriores, que cada empresa eléctrica de servicio público recopilará informes de “A” hasta “I” inclusive, como sigue:

- Informe A — Para mostrar el origen y desarrollo de la empresa de servicio público.
- Informe B — Para indicar, para cada bien adquirido, la suma anotada en los libros, el costo que representó para la empresa, el costo original del bien, y otras materias, como las reservas correspondientes a depreciación y amortización, etc.
- Informe C — Para mostrar las sumas obtenidas mediante estimaciones.
- Informe D — Para indicar la clasificación del sistema eléctrico que aparecía en los libros al 31 de diciembre de 1936, inmediatamente antes de la reclasificación.
- Informe E — Un resumen de los ajustes incluidos en las cuentas 100.5, “Ajustes de Adquisiciones del Sistema Eléctrico”, y 107 “Ajustes del Valor del Sistema Eléctrico”.
- Informe F — Para indicar el valor del sistema eléctrico al 31 de diciembre de 1936, de acuerdo con la reclasificación.
- Informe G — Para indicar el balance comparado al 1º de enero de 1937, antes y después de la reclasificación.
- Informe H — Un proyecto de distribución de las partidas y sumas incluidas en la cuenta 100.5, “Ajustes de Adquisiciones del Sistema Eléctrico”, y en cuenta 107, “Ajustes del Valor del Sistema Eléctrico”.
- Informe I — Un resumen estadístico para indicar algunos datos correspondientes a cada una de las plantas a vapor, energía hidráulica y motores de combustión interna, y algunos datos del equipo de transmisión, distribución, y del sistema en general.

Al ser entregados estos informes, en cumplimiento de las disposiciones mencionadas, la oficina receptora los sometió a revisión para comprobar si procedía su recepción.

En seguida, se encargó a un grupo de ingenieros y

contadores destacados en el terreno, que cotejarán los informes con los libros de la empresa. Los contadores no hicieron una revisión minuciosa de los comprobantes correspondientes a todos los débitos de las cuentas de maquinaria, pero trataron de ubicar las partidas incorrectas mediante revisiones comprobatorias de períodos representativos, el análisis de las partidas importantes, y asimismo mediante el examen de los saldos de las cuentas, antes y después de haberse realizado la transferencia de los bienes entre las empresas. Los ingenieros revisaron las estimaciones del costo original, cuando no se disponía de datos sobre él. Los ingenieros también verificaron la razonabilidad de los costos registrados que se habían dado por originales, labor que desarrolló valiéndose de la escala conocida de los costos unitarios de cada clase de bienes.

Sobre la base de las conclusiones de las investigaciones en el terreno, se celebraron reuniones entre los representantes de las empresas de servicio público y el contador jefe y los miembros principales del grupo que participó en esta labor con el fin de llegar al costo original acordado y efectuar los ajustes pertinentes.

En la mayoría de los casos, en las reuniones se llegó a acuerdos respecto a la adecuada reclasificación de los costos del sistema eléctrico y la individualización y liquidación contable de las sumas que excedían del costo original. Después de terminadas las reuniones, cada empresa preparó y presentó un estudio revisado del costo original, y los asientos de diario propuestos para registrar la eliminación de los aumentos injustificables del valor nominal del activo y otras partidas incorrectas. Este informe, al ser recibido, fue nuevamente revisado por el supervisor en el terreno o por un funcionario de la oficina principal, y se preparó un informe con recomendaciones, que después de ser aprobado por el contador jefe, fue enviado a la Comisión para que lo aprobara por conducto regular. En aquellos casos en que no se llegó a un acuerdo total con los representantes de la empresa de servicio público, se preparó un informe que fue entregado a la empresa. Una vez recibida la respuesta de la empresa, el procedimiento establecido era fijar una audiencia para discutir el caso. En la audiencia presentaron pruebas orales y escritas los representantes de la empresa y de la Comisión.

Es importante mencionar que, aproximadamente de 300 empresas de servicio público que presentaron estudios de costo original, sólo en menos de 12 casos no pudo llegarse a un acuerdo oficioso entre los funcionarios de la Comisión y los representantes de la empresa. De los 12 casos en que fue necesario hacer una investigación formal, 9 empresas aceptaron las determinaciones de la Comisión. Los tres casos restantes se sometieron a los tribunales, que sustentaron las decisiones de la Comisión; los tres casos se discuten más adelante.

Las decisiones de la Comisión relativas a las disposiciones contables que surgieron a raíz de la reclasificación de los costos originales han establecido, en

nerados por centrales hidroeléctricas no federales. Si se considera la cantidad de energía que vende, el Sistema Eléctrico del Río Columbia es uno de los principales de los Estados Unidos.

## 2. Procedimientos y requisitos financieros

Los programas de aprovechamiento hidráulico exigen inversiones cuantiosas. La generación de energía eléctrica necesita una inversión por dólar de ingreso bruto anual que supera a la requerida por cualquier otra industria. Las centrales hidroeléctricas necesitan una inversión de capital mucho mayor que las centrales a vapor. En consecuencia, las necesidades de capital del Sistema Eléctrico del Río Columbia son considerables: aproximadamente 22 dólares de inversión por cada dólar de ingreso bruto anual proveniente de su explotación.

Hacia el 30 de junio de 1960 las centrales hidroeléctricas y el sistema de transmisión de la Administración de Energía de Bonneville representaban una inversión de capital aproximada de 2 330 millones de dólares. Para completar los proyectos iniciados y los servicios conexos de transmisión se requerirán aproximadamente otros 1 318 millones de inversión, totalizándose así una inversión de 3 648 millones de dólares en este sistema de 20 presas.

Los fondos para inversión de capital en el Sistema Eléctrico del Río Columbia provienen de la asignación presupuestaria anual del Congreso. El Cuerpo de Ingenieros Militares, la Oficina de Rehabilitación de Tierras y la Administración de Energía de Bonneville preparan separadamente y someten a la Oficina del Presupuesto los cálculos de sus necesidades de fondos para el año fiscal subsiguiente. Después de ser revisados y eventualmente modificados por la Oficina del Presupuesto, esos cálculos se incluyen en el presupuesto nacional anual que el Presidente presenta al Congreso en encro. Las comisiones de asignaciones presupuestarias de ambas ramas del Congreso examinan las estimaciones en sesiones a las que asisten miembros del personal de los organismos interesados, quienes deben justificar su presupuesto y suministrar cuanta explicación soliciten las comisiones. El mismo procedimiento se aplica respecto a los fondos anuales necesarios para el funcionamiento y la conservación de las centrales eléctricas y a los que es preciso destinar como inversión de capital. La Administración de Energía de Bonneville tiene autorización legal para mantener un fondo permanente de 500 000 dólares que provienen de sus entradas y con el que garantizar el funcionamiento continuo del sistema y sufragar gastos imprevistos y urgentes. Sin embargo, esta fuente de financiamiento es muy reducida y al 30 de junio de 1960, representaba menos de 1.5 millones en los gastos totales.

Los costos de los proyectos de aprovechamiento múltiple se distribuyen entre los diversos objetivos que éstos persiguen. El 30 de junio de 1960 la distribu-

ción de la inversión de capital (2 330 millones de dólares) era la siguiente:

	<i>Millones de dólares</i>
Energía comercial . . . . .	1 618
Riego . . . . .	376
Prevención de crecidas . . . . .	89
Navegación . . . . .	78
Piscicultura y conservación de la fauna sil- vestre . . . . .	1
Proyectos en ejecución (sin distribuir) . . . . .	168

Los costos asignados a energía y riego se reembolsan al Departamento del Tesoro de los Estados Unidos con cargo a los ingresos por concepto de energía eléctrica y a los pagos efectuados por los usuarios del riego. Los costos correspondientes a energía eléctrica serán costeados íntegramente por los ingresos provenientes de su comercialización y los que corresponden al riego se costearán en gran parte con esos mismos ingresos, ya que es limitada la capacidad de pago de los usuarios de este servicio. Los costos asignados a otros objetivos generalmente se consideran irrecuperables y se cargan a ingresos tributarios.

Además de reintegrar la inversión de capital en energía y riego, los ingresos por concepto de electricidad pagan también los gastos de explotación y conservación de las centrales eléctricas; los usuarios del riego costean los gastos anuales de explotación y conservación de las obras de regadío. El interés devengado por el saldo impago de la inversión en energía eléctrica se añade a la suma que deberá reintegrarse al Departamento del Tesoro. La inversión en riego, por el contrario, está libre de intereses.

Todos los ingresos provenientes de la venta de energía eléctrica se depositan en el Departamento del Tesoro y se acreditan en las cuentas de reintegro pertinentes.

## 3. Resultados financieros de las operaciones

Las entradas brutas de la explotación del Sistema Eléctrico del Río Columbia para el año fiscal que terminó el 30 de junio de 1960 fueron 71 200 563 dólares. Las entradas por kWh vendido alcanzaron un promedio de 2.32 milésimos de dólar, tarifa muy inferior a la que rige para las ventas de energía en bloque efectuadas por cualquier otro gran sistema eléctrico de los Estados Unidos. Durante los últimos diez años, la Administración ha logrado mantener sus costos totales de transmisión en nivel inferior a 1 milésimo de dólar por kWh transmitido. Sin embargo, los costos de generación han aumentado considerablemente (de menos de 1 milésimo de dólar a más de 1.5 por kWh) al elevarse el costo de construcción de las centrales hidroeléctricas y hacerse necesario elegir emplazamientos menos favorables que los seleccionados para los primeros proyectos. Las tarifas no se han alzado desde su fijación inicial en 1939, y los crecientes costos de generación han causado déficit anuales del sistema

# FINANCIAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL RÍO COLUMBIA EN LOS ESTADOS UNIDOS

por Earl D. Ostrander \*

## 1. Introducción

El Sistema Eléctrico del Río Columbia, que funciona en la región noroeste de los Estados Unidos e incluye los estados de Washington y Oregón, el norte de Idaho y el oeste de Montana, está formado por el sistema de transmisión de alto voltaje de la Administración de Energía de Bonneville y las centrales hidroeléctricas construidas por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos y la Oficina de Rehabilitación de Tierras (*Bureau of Reclamation*), que venden energía por intermedio de la administración.

El programa de aprovechamiento del río Columbia emprendido por el gobierno federal es responsabilidad de la Administración de Energía de Bonneville, el Cuerpo de Ingenieros Militares y la Oficina de Rehabilitación de Tierras, en los aspectos que corresponden a las funciones propias de estos organismos. Comenzando con la Ley de Ríos y Puertos de 1925 (43 Stat. 1186), el Congreso ha ordenado al Cuerpo de Ingenieros Militares que prepare y someta al Congreso cálculos del costo de los estudios, reconocimientos e investigaciones de todos los ríos navegables y sus afluentes que ofrezcan posibilidades para la generación de energía eléctrica. El objeto esencial de este programa era planificar el aprovechamiento combinado de tales corrientes para fines de navegación, prevención de crecidas, riego y explotación económica de la energía hidráulica. Siguiendo esas instrucciones, el Cuerpo de Ingenieros Militares elaboró informes que bosquejaban algunos proyectos en diversas cuencas fluviales; posteriormente se autorizó la realización de algunos de ellos. La presa de Bonneville, primer proyecto de aprovechamiento del río Columbia, se comenzó a construir el 30 de septiembre de 1933. Los trabajos de la presa Grand Coulee, construida por la Oficina de Rehabilitación de Tierras, también se iniciaron en 1933.

La realización de los proyectos destinados primordialmente a la prevención de crecidas y a hacer posible la navegación, se entrega de ordinario al Cuerpo de Ingenieros Militares. Cuando su objetivo principal es el riego, a la Oficina de Rehabilitación de Tierras. Siempre que es posible, en los proyectos que ejecutan ambas instituciones se incluye la generación de energía eléctrica.

Luego de aprobarse la Ley del Proyecto de Bonne-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.42. Las opiniones expuestas en él son de la exclusiva responsabilidad de su autor y no comprometen al Departamento del Interior de los Estados Unidos ni a la Administración de Energía de Bonneville, de la que aquél es funcionario.

ville del 20 de agosto de 1937 (50 Stat. 731) se creó la Administración de Energía de Bonneville, que comercializaría la energía eléctrica generada por la presa de Bonneville. El decreto 8526, promulgado por el Presidente Roosevelt el 26 de agosto de 1940, dispuso que la Administración de Energía de Bonneville comercializase también la energía generada por la presa Grand Coulee y que se coordinase la explotación de las centrales de Bonneville y Grand Coulee. La Administración de Energía de Bonneville se ha hecho cargo asimismo de la comercialización de la energía generada por nuevas obras en el río Columbia y sus afluentes. De aquí que la administración dirija actualmente la comercialización de la energía de 20 centrales hidroeléctricas existente o en construcción, que son las siguientes:

### Proyectos emprendidos por el Cuerpo de Ingenieros Militares

1. Bonneville	10. Ice Harbor	(en construcción)
2. Albeni Falls	11. Hills Creek	"
3 y 4. Detroit-Big Cliff	12. Cougar	"
5 y 6. Lookout Point-Dexter	13. John Day	"
7. McNary	14 y 15. Green Peter-Foster	"
8. Chief Joseph	16. Lower Monumental	"
9. The Dalles		"

### Proyectos emprendidos por la Oficina de Rehabilitación de Tierras

1. Grand Coulee	3. Chandler
2. Hungry Horse	4. Roza

Big Cliff es un embalse de regulación suplementaria ubicado aguas abajo de la central de Detroit; en forma similar Dexter sirve a Lookout Point y Foster a Green Peter. Cada uno de estos proyectos de regulación suplementaria cuenta con una central independiente. Por lo tanto, el conjunto de estos tres proyectos (Detroit-Big Cliff, Lookout Point-Dexter y Green Peter-Foster) tiene seis centrales.

Hasta el 30 de junio de 1960, las centrales en servicio tenían una potencia nominal de 6 033 200 kW y una capacidad máxima de 6 907 400 kW. Cuando se completen los proyectos en ejecución (1969), estos totales llegarán a 8 077 200 y a 9 258 000 kW respectivamente. El sistema de transmisión de la Administración de Energía de Bonneville está formado por más de 8 000 millas de líneas de alto voltaje y más de 200 subestaciones. Además de distribuir la energía generada por las centrales federales, ha suscrito contratos para transmitir aproximadamente 2 348 000 kW ge-

## LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y EL DESARROLLO REGIONAL

por James E. Watson \*

### 1. *El experimento de la TVA*

Hace poco más de un cuarto de siglo el valle del río Tennessee, situado en la parte suroriental de Estados Unidos, era uno de los sectores más pobres de todo el país. Su economía se basaba primordialmente en la agricultura. Sus recursos agrarios sufrían grave detrimento. Sus recursos hidráulicos no se habían explotado jamás. Hacia 1930 el ingreso *per capita* en la región representaba menos del 40 por ciento del promedio nacional. En 1933, sin embargo, el Congreso de los Estados Unidos dio curso a un experimento en materia de desarrollo regional para mejorar la situación económica del Valle del Tennessee, y creó la Autoridad del Valle del Tennessee (TVA) en calidad de organismo federal investido de la amplia responsabilidad de estimular el desarrollo de los recursos naturales de la región y de lograr un progreso efectivo en las siguientes materias: el control de las inundaciones, navegación fluvial, agricultura, fertilizantes, reforestación, utilización generalizada y abundante de energía eléctrica e industrialización. Todos estos programas han entrañado sustanciales aportes al adelanto de la región y cada uno de ellos es, en buena cuenta, complementario de los demás. A través de los años la energía eléctrica ha demostrado ser uno de los instrumentos principales del desarrollo económico de la región, y en gran medida, su valor se relaciona directamente con las tarifas eléctricas.

A fin de satisfacer las muchas y grandes demandas recaídas sobre la energía eléctrica como instrumento de desarrollo regional, la TVA ha aprovechado la mayoría de los recursos hidroeléctricos del Valle y, en tiempos más recientes, ha construido grandes centrales a vapor para completar el suministro de energía hidroeléctrica y utilizar los extensísimos recursos carboníferos ubicados en la región de otras áreas cercanas. Hoy, su sistema eléctrico produce más potencia que ningún otro sistema integrado de los Estados Unidos. La TVA actúa principalmente como vendedor de energía en bloque. La energía producida relativamente a bajos costos, es vendida en bloque a 153 distribuidores de fuerza, que la venden, a su vez, a cerca de millón y medio de consumidores eléctricos repartidos en una área de aproximadamente 80 000 millas cuadradas. Dos de los sistemas de distribución local son explotados por los dueños de pequeñas compañías particulares. Los restantes lo están por las propias municipalidades, distritos o cooperativas rurales. Las cifras y gráficos a que aquí se hace referencia compren-

den solamente los 99 sistemas municipales y los 51 de cooperativas rurales que tenían más de un año de funcionamiento de acuerdo con un contrato de abastecimiento de energía de la TVA. Al vender energía en bloque a estos organismos locales de distribución, la TVA y los distribuidores han convenido en que la energía suministrada por la TVA debe ser empleada como instrumento del adelanto regional y que las tarifas que los distribuidores deben usar para la venta de energía a los consumidores últimos deben ser fijadas a niveles que resulten redituables, pero tan bajos como sea posible, a fin de estimular el máximo de uso.

El éxito de los distribuidores locales ha sido sobresaliente. No sólo ha logrado buenos resultados financieros, sino que, al colaborar con la TVA, han aumentado el uso de la electricidad en los hogares, en las explotaciones agrícolas y en el mercado comercial de la zona, desde menos de 1 500 millones de kWh a más de 30 000 millones de kWh al año. El éxito tan notable obtenido en la región se deriva de una actitud constructiva de la administración que ha puesto el acento sobre un paso racional de las tarifas basándose en la teoría de que un consumo elevado se traduce en costos bajos por unidad y que las tarifas bajas ayudan a producir un consumo elevado.

Hasta el momento en que la TVA fue creada, la industria norteamericana de la electricidad para servicio público aplicaba en general tarifas elevadas y había resistido con éxito esfuerzos por obtener rebajas de tarifas, sosteniendo que las tarifas reducidas serían un atentado contra la propiedad privada por no permitir tasas de utilidad lo suficientemente elevadas como para atraer nuevos capitales. Las tarifas fueron rebajadas solamente cuando comisiones reguladoras podían demostrar que las utilidades de la empresa eran excesivas, y las rebajas se introducían solamente en la medida en que era necesaria limitar el exceso de aquéllas. La historia de las operaciones de las empresas de servicio público en los Estados Unidos ha demostrado que, llegar a un sistema de tarifas realmente bajas y, a través de ello, a un gran incremento del uso de energía, constituye, en realidad, un proceso bastante dilatado. En el experimento de la TVA se resolvió invertir el proceso empleado anteriormente. Rebajas de tarifas más bien drásticas fueron introducidas al comienzo del experimento a título de incentivo para elevar los consumos, al punto de lograrse la justificación económica de tales tarifas. En promedio, las tarifas sufrieron rebajas del orden de un 50 por ciento respecto de las que generalmente se cobraban en todos los Estados Unidos.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.38.

eléctrico en los últimos tres años fiscales. Considerándolos acumulativamente, sin embargo, se observa que los ingresos totales desde que se inició la explotación hasta el 30 de junio de 1960 han llegado a exceder en más de 84 millones al total de los gastos y la depreciación.

En los últimos años, los gastos de funcionamiento y conservación han absorbido del 25 al 30 por ciento de las entradas de explotación, y la depreciación ha mostrado una tendencia ascendente en los últimos 12 años (16 a 38 por ciento). Esto refleja la necesidad de una inversión creciente por cada dólar de ingreso y, en parte, el hecho de que las presas que entraron en servicio después de 1952 han empleado un procedimiento diferente para computar la depreciación. Este procedimiento asigna a los años iniciales, por gastos de depreciación, una suma mayor de la que les asigna el método aplicado a las presas más antiguas. El renglón mayor de gastos corresponde a intereses, que actualmente alcanzan casi el 45 por ciento de las entradas brutas. Como se señaló anteriormente, este tipo de sistema eléctrico exige una inversión de capital cuantiosa, pero en él la relación entre los gastos de explotación y conservación y los ingresos es inferior a la de los sistemas a vapor, cuyo gasto anual en combustible es considerable.

La administración vende energía a cuatro categorías de consumidores: grandes industrias, empresas privadas de servicio público, empresas gubernamentales de servicio público y otros organismos del gobierno federal. En años recientes, el porcentaje total de ventas a la industria ha declinado, mientras que las ventas a las empresas gubernamentales de servicio público han mostrado una acusada tendencia ascendente. En el acceso a la energía eléctrica, estas empresas tienen precedencia sobre las empresas privadas de servicio público, por lo que estas últimas constituyen una fuente decreciente de ingresos para el sistema. Como el suministro de electricidad no siempre satisfacía adecuadamente las necesidades de las empresas privadas de servicio público, éstas han recurrido a otras fuentes de abastecimiento. En el año fiscal que terminó el 30 de junio de 1960, los ingresos de explotación percibidos por la Administración de Energía de Bonneville tuvieron el siguiente origen: industria, 30.27 por ciento; empresas privadas de servicio público, 17.7 por ciento; empresas gubernamentales de servicio público, 40.19 por ciento; organismos federales, 8.95 por ciento; otras fuentes de ingresos por concepto de electri-

cidad (sobre todo, cobros por transmisión de la energía que generan centrales ajenas al gobierno federal), 2.89 por ciento.

#### 4. *Reintegro de la inversión federal*

Vistos los procedimientos de financiación descritos en páginas anteriores, se observará que el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos ha financiado el sistema de electricidad y los programas no eléctricos asociados a los proyectos de aprovechamiento múltiple. El grueso de la inversión, destinada a la generación de electricidad, devenga intereses y es reembolsable al Departamento del Tesoro con cargo a la explotación de la energía eléctrica. Otra porción sustancial de la inversión se ha asignado al riego, y se reintegra sin intereses; parte de ella será sufragada por los agricultores que explotan fincas y huertos aprovechando ese regadío. Pero como la suma asignada al riego es muy superior a la capacidad de pago de los usuarios, el grueso de esta asignación deberá reintegrarse con cargo a ingresos por concepto de electricidad.

Obedeciendo a su responsabilidad de reintegrar fondos, el Sistema Eléctrico del Río Columbia ha consignado más de 717 millones de dólares en el Departamento del Tesoro. De esta suma, 429 millones representan el reintegro de los gastos de explotación y conservación y el interés sobre el capital invertido en electricidad; y los 288 millones restantes se han destinado a reembolsar la inversión de capital. El reintegro previsto al 30 de junio de 1960 era de 235 millones de dólares; 53 millones menos que el reintegro efectivo.

La inversión de capital en el sistema de transmisión puede pagarse dentro de los 35 años siguientes a aquel en que se efectúa. La inversión en centrales hidroeléctricas se paga aproximadamente en 50 años. Cuando se haya reintegrado totalmente la inversión en centrales hidroeléctricas, los ingresos provenientes de la electricidad se aplicarán al reembolso de los costos de riego pertinentes. Sin embargo, en el caso del proyecto de aprovechamiento de la cuenca del río Columbia (Presa Grand Coulee), las magnitudes relativas de los reintegros por concepto de electricidad y riego harán que la inversión en electricidad sea reembolsada mucho antes de los 50 años, para permitir que los ingresos provenientes de la energía eléctrica contribuyan a reintegrar la inversión en riego dentro del lapso previsto.

<i>Año fiscal</i>	<i>Número de distribuidores</i>	<i>Usuarios atendidos</i>	<i>Ventas (Millones de kWh)</i>	<i>Tarifa media por kWh (Centavos)</i>	<i>Ingreso total (Millones de dólares)</i>	<i>Ingreso neto (Millones de dólares)</i>
1951 . . . . .	144	1 043 000	6 996	1.17	81.8	12.7
1952 . . . . .	145	1 091 000	7 742	1.14	89.6	14.6
1953 . . . . .	147	1 139 000	8 662	1.13	99.3	15.4
1954 . . . . .	147	1 181 000	9 632	1.11	109.0	17.2
1955 . . . . .	147	1 217 000	10 811	1.09	119.6	20.4
1956 . . . . .	148	1 257 000	12 323	1.05	131.7	23.1
1957 . . . . .	148	1 289 000	13 462	1.02	140.3	21.4
1958 . . . . .	149	1 324 000	15 413	1.00	156.2	23.9
1959 . . . . .	150	1 369 000	16 417	0.98	164.6	23.7
1960 . . . . .	150	1 402 000	18 576	0.95	180.9	25.1

ducir sus costos de explotación para la entrega de un kWh, lo cual representa alrededor de un 30 por ciento de rebaja en los gastos de explotación por kWh vendido entre 1950 y 1960.

### 5. Tarifas eléctricas e ingresos del sistema

La experiencia de los distribuidores de energía de la TVA indica en forma bastante concluyente que una política de tarifas bajas y consumos altos producirá una elevada tasa de ingresos. El cuadro que inicia esta página proporciona en forma tabulada las cifras alcanzadas por los distribuidores de la TVA durante el último decenio.

Uno de los problemas principales que se plantean al considerar la política de tarifas bajas en altos consumos, es la pérdida inmediata de ingresos que resulta de la adopción de tarifas más reducidas. La experiencia de los distribuidores de energía de la TVA ha demostrado que la pérdida de ingresos resultante es muy pasajera y que pronto el mayor consumo de energía compensa sobradamente la pérdida inmediata de ingresos.

Otra interesante observación que tenemos a la mano, como resultado de la política de tarifas bajas de la TVA, es la actuación de las compañías eléctricas de propiedad particular colindantes con la zona de la TVA. En los años transcurridos desde la creación de la TVA, estas compañías particulares han rebajado sustancialmente sus tarifas de reventa por debajo de las cobradas por una compañía corriente de servicio público de los Estados Unidos. Las tarifas bajas ofrecidas por estas compañías se han traducido en mayores ventas de energía, como lo dice bien claro el considerable incremento de las utilidades de las acciones comunes de estas compañías. Desde 1937, fecha en que por primera vez se cuenta con datos de la Comisión Federal de Energía hasta 1957, las utilidades de los accionistas comunes en las más grandes compañías de electricidad de propiedad particular aumentaron  $3\frac{1}{4}$  veces, mientras que las mismas utilidades se han multiplicado 8 veces en el caso de las compañías que colindan con la zona de la TVA.

### 6. Tarifas eléctricas e inversiones en equipo

Normalmente, las inversiones en equipo no se piensan en términos de tarifas eléctricas. Sin embargo, es indudable que el nivel de la tarifa tiene mucho que ver con la rapidez con que se desarrolla una empresa de servicio público y que la tasa de desarrollo es el principal factor de cuantos influyen sobre las inversiones en equipo. Ello puede obedecer a diversos factores: en primer lugar, a medida que aumentan las ventas por consumidor es posible usar equipo de mayor tamaño y eficiencia, y el costo en función del aumento del valor de la entrega de un kW de ventas adicionales es proporcionalmente más pequeño que el requerido para el nivel inferior; en segundo término, muchos de los gastos generales, como la facturación a los clientes y los costos generales de administración, no aumentan a medida que crece el consumo. Un tercer factor es que cuanto más rápido sea el crecimiento del consumo eléctrico, más elevada será la proporción de equipo nuevo, moderno y eficiente en el sistema.

### 7. Tarifas eléctricas y financiamiento

Casi todos los bienes de producción de las cooperativas rurales en la zona de la TVA han sido construidos con fondos facilitados por la Administración de Electrificación Rural, organismo crediticio federal. La mayor parte de los empréstitos devengan un interés de 2 por ciento con un plazo de amortización de 35 años. Este instrumento de financiamiento ha sido una ayuda decisiva para mantener a bajo nivel las tarifas eléctricas en ventas de pequeños consumos. La misma ventaja, sin embargo, estaba a disposición de todas las cooperativas rurales de los Estados Unidos y resulta evidente que el financiamiento a bajo costo es importante para el desarrollo del sistema eléctrico, aunque no tanto como la política de tarifas bajas y consumos elevados.

La situación con respecto a los sistemas eléctricos de propiedad municipal, ha sido bastante diferente. La mayoría de estos sistemas de distribución fue adquirida a propietarios particulares. En casi todos los casos,

Las entradas son suficientes no sólo para cubrir todos los costos de explotación, además del interés y del pago de los fondos invertidos, sino que han proporcionado también una parte considerable del capital requerido para la expansión del sistema.

## 2. *Planeamiento de tarifas en la región del Valle del Tennessee*

Los objetivos generales del planeamiento de las tarifas al detalle usadas por los distribuidores de energía de la TVA, son sencillos y directos. Consisten en cuatro puntos principales: 1) las tarifas deben cubrir todos los costos de servicio después de un corto período de desarrollo; 2) las tarifas deben ser lo suficientemente bajas como para estimular el uso más extenso posible, tanto en cuanto a zona abarcada como en cuanto a ventas en kWh por consumidor; 3) las tarifas deben contener incentivos para estimular un consumo elevado; 4) las tarifas deben ser simples y no discriminatorias.

Se ha procedido a algunas rectificaciones de las tarifas a lo largo de los últimos 25 años, pero el nivel básico y los objetivos generales expuestos más arriba permanecen casi invariables.

El funcionamiento de la política de consumos elevados por tarifas bajas ha demostrado tener tanto éxito que muchos de los distribuidores de energía han llegado a la conclusión de que podrían operar a tarifas más bajas aún que el nivel básico. Fuera de la circunstancia de que las tarifas en la zona de la TVA son bajas y sencillas, la característica más interesante es el poderoso factor de estímulo. En la tarifa residencial, él es llevado tan lejos como ofrecer a cada consumidor un gran bloque de energía al bajísimo precio de 0.4 centavos por kWh. En la tarifa básica residencial, los primeros 50 kWh se cobran a 3 centavos, los siguientes 150 a 2 centavos, los siguientes 200 a 1 centavo. La tarifa desciende luego bruscamente a 0.4 centavos por 1 000 kWh. Para el total de los 1 400 kWh cubiertos por estos escalones tarifarios, la tarifa media resulta de 0.75 centavos por kWh y todo consumo adicional es cobrado a dicha tarifa. El principio que respalda al escalón de 0.4 centavos es el estímulo de las ventas. En el planeamiento del tarifado se estableció que emplear tarifas solamente la mitad de altas que el nivel anteriormente cobrado haría necesario vender por lo menos el doble de kWh por consumidor para que los sistemas fuesen económicamente factibles. El escalón de 0.4 centavos fue incluido, por consiguiente, como señuelo para influir sobre gran número de consumidores residenciales, invitándolos a superar los escalones de 3, 2 y 1 centavos de la tarifa. Estos escalones tarifarios fueron planeados para que cubrieran la mayor parte de los costos de atención de los consumidores y los costos fijos del sistema. El escalón final de la tarifa, de 0.75 centavos, está destinado, por supuesto, a garantizar al distribuidor que la tarifa media jamás bajará del nivel. El escalón de es-

tímulo de 0.4 centavos ha sido muy eficaz. Los consumidores se esfuerzan por consumir bastante energía como para alcanzar el escalón de bajo costo de 0.4 centavos, no obstante lo cual el sistema eléctrico jamás promedia menos de 0.75 centavos por la energía que vende.

## 3. *Tarifas eléctricas y expansión del sistema*

Durante los 25 años de funcionamiento del experimento de la TVA, la industria del suministro público de electricidad de Estados Unidos ha experimentado una expansión de aproximadamente 9 por ciento anual. La tasa de crecimiento de la TVA ha sido mucho más acelerada, y el empleo total de kWh en la región actualmente atendida por la TVA y sus distribuidores ha aumentado de aproximadamente 1 500 millones a más de 60 000 millones de kWh anuales. Sin embargo, aproximadamente la mitad de este aumento ha sido fruto del desarrollo del programa militar del gobierno federal. Excluyendo las ventas al gobierno federal, el aumento en el empleo de la energía por parte de la población de la zona, ha alcanzado un promedio que excede del 12 por ciento anual. En 1933, el consumo medio residencial en el Valle del Tennessee fue aproximadamente el mismo que el de la nación (600 kWh por consumidor al año). En 1959, el consumo medio en los Estados Unidos en conjunto había aumentado aproximadamente a 3 600 kWh por cliente residencial al año, en tanto que el consumo medio en el Valle del Tennessee, en el período de doce meses que terminó el 30 de junio de 1960, se elevó a 8 800 kWh anuales. Las ventas de energía al comercio e industria en el Valle han aumentado a razón de un término medio ligeramente superior al 12 por ciento anual, en comparación con el crecimiento nacional de 8 por ciento.

## 4. *Tarifas eléctricas y gastos de explotación*

Las tarifas eléctricas afectan los gastos de explotación por su efecto sobre el aumento del consumo. Los costos totales de explotación de los distribuidores en el Valle del Tennessee han ido aumentando de año en año, primordialmente a causa del alza de los costos de mano de obra y materiales. La rápida tasa de incremento de las ventas, resultante de la política de tarifas bajas, ha hecho posible la absorción de estos gastos crecientes de explotación y, de hecho, la reducción del costo de entrega del kWh al cliente.

En 1950, el costo medio de explotación por cliente (todos los costos de distribución, explotación y conservación, facturación, promoción de ventas y administración, con exclusión del costo de la energía) fue apenas superior a 16 dólares. El año pasado fue de casi 26 dólares por cliente; un aumento de más de 60 por ciento. Sin embargo, durante este decenio en que todos los costos subieron mucho, los distribuidores de energía de la TVA estuvieron en condiciones de re-



# ELECCIÓN DE UN PLAN DE FINANCIAMIENTO PARA LA ENERGÍA U OTROS SERVICIOS PÚBLICOS EN PAÍSES EN PROCESO DE DESARROLLO

por Jean Valley \*

## A. PRINCIPALES SISTEMAS DE TARIFACIÓN

### 1. Tarifas contractuales

Bajo esta denominación se engloban todos aquellos sistemas que aplican tarifas uniformes, establecidas, desde que se otorgó la primera concesión, para las principales categorías de consumidores, a saber: industria, alumbrado, uso doméstico, etc. Estas tarifas, fijadas en el contrato de concesión, se expresan en determinado número de unidades monetarias por kWh; por supuesto, se dispone de diversos parámetros para ajustarlas a las variaciones de las condiciones económicas.

El sistema de tarifas contractuales presenta una ventaja apreciable: como están determinados los precios de venta, la utilidad del concesionario aumenta a medida que sus gastos disminuyen; y ello constituye ya un aliciente para una explotación económica.

Sin embargo, el sistema presenta tres desventajas fundamentales. En primer lugar, la búsqueda de la utilidad ofrece el riesgo de inducir al concesionario a economías exageradas y, en particular, a no ampliar o modernizar su explotación. Por otra parte, como la remuneración admitida para el capital no está determinada en forma explícita, el consumidor se halla bajo la amenaza de tener que pagar, sin saberlo, una renta más elevada que la convenida inicialmente. Debe reconocerse, asimismo, que existe el riesgo inverso y que un desarrollo desfavorable de la explotación puede reducir las utilidades a que suponía tener derecho el concesionario.

Dentro de las tarifas contractuales, por último, varios elementos del precio de costo —combustibles, salarios, impuestos, unidad monetaria, etc.— están sujetos al efecto de diversos coeficientes de ajuste, por lo cual, puede ser difícil determinar si un coeficiente dado —por ejemplo, la cláusula monetaria— no se duplicará con el ajuste aportado ya por otro parámetro.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.50. Extracto del artículo "Pays en voie de développement —Choix d'un schéma financier pour l'énergie ou pour d'autres services publics", publicado recientemente en la *Revue Française de l'Energie*. El autor, ingeniero de la Escuela Politécnica de Bruselas, antes de la guerra 1939-45 estuvo encargado de dirigir las sociedades belgas de electricidad en la Europa oriental; posteriormente ha desempeñado prolongadas misiones de asistencia técnica en varios países latinoamericanos. El señor Valley trata además de la legislación relativa a las concesiones de servicios públicos —duración y término de la concesión, oportunidad de una fórmula legal de recaudación máxima, uniformidad de tarifas, etc.—, de la incidencia de las devaluaciones monetarias sobre las diversas fórmulas y de las posibilidades de movilizar capital entre los países más y menos desarrollados para el financiamiento de servicios públicos en estos últimos.

Estas razones, que se derivan del carácter implícito de la fórmula, hacen que el sistema de tarifas contractuales ofrezca una gran imprecisión en cuanto a rentabilidad. Pese a las ventajas de una explotación económica, más vale evitarlo.

### 2. Sistemas de ingresos máximos autorizados

Otras fórmulas consisten en circunscribir más las verdaderas operaciones de una empresa y conferir a esta última el derecho de recuperar, por la venta de energía, sus gastos reales de explotación, más una cierta remuneración convencional sobre su capital.

Este sistema se descompone, principalmente, en los dos grupos de fórmulas que siguen.

#### a) "Costo del capital"

En este caso, los ingresos globales autorizados comprenden, además de los gastos corrientes de explotación, por una parte, los intereses efectivamente pagados sobre la deuda obligatoria y, por la otra, una remuneración sobre el capital efectivo calculada según la tasa legal que se especifica en el contrato de concesión o en la ley. (El "capital efectivo" es igual al capital efectivamente pagado más las "reservas líquidas" constituidas por los beneficios anteriores no repartidos.) Después de haber pagado el interés adeudado sobre sus obligaciones y el dividendo legal sobre el capital, la empresa no conserva reserva alguna y, para el financiamiento de sus ampliaciones, debe apelar al capital externo, o reducir los beneficios distribuidos.

#### b) "Propiedad neta"

En este caso, la tasa de remuneración contemplada en el contrato de concesión o en la ley, se aplica a lo que se podría llamar el "haber activo neto": valor neto del capital físico de la empresa (activo inmovilizado menos depreciación), más el capital de explotación.

#### c) Comparación

No es posible establecer una comparación exacta entre las dos fórmulas mencionadas. De todos modos, para aclarar conceptos, se puede apelar a una aproxima-

el precio de compra excedió el valor contable de los bienes de producción. No fue posible obtener empréstitos federales y la mayoría de las municipalidades adquirentes carecían de capital líquido para invertir en los sistemas. La adquisición municipal de sistemas eléctricos, por consiguiente, debió ser financiada casi totalmente mediante la emisión de bonos, en la mayoría de los casos, en series amortizables en un período de 20 años.

Era necesario, desde luego, elaborar tarifas eléctricas lo bastante elevadas como para garantizar el pago de los intereses y la amortización de todos los bonos. El gran problema, empero, era saber si las tarifas podían ser lo bastante altas como para producir con la explotación corriente del sistema capital adicional para pagar el total o gran parte de la nueva construcción que el aumento de consumo hacía necesaria. En la zona de la TVA existía entre las municipalidades una fuerte corriente de opinión contraria a la obtención de capital adicional a base de nuevos empréstitos y favorable a la liquidación de la deuda primitiva a la brevedad posible. Este criterio pronto demostró no ser práctico. En los 25 años de funcionamiento de los distribuidores de energía de la TVA, se ha comprobado claramente que fijar tarifas a niveles suficientemen-

te elevados como para generar todos los nuevos capitales necesarios para una expansión, o limitar la expansión de modo que se ajuste al monto del nuevo capital que podría formarse mediante tarifas razonables, se traduce en un trabajo mucho más deficiente de adelanto regional que el que se puede hacer si las tarifas son fijadas a niveles en que se elevan las ventas al máximo.

#### 8. Tarifas eléctricas y administración de sistemas

La experiencia realizada en el Valle del Tennessee ha demostrado en forma concluyente que existe una relación definida y firme entre el nivel de la tarifa y el aumento de consumo de electricidad. Sin embargo, no hay muchos motivos para pensar que la adopción de una política de tarifas bajas baste por sí sola como máxima contribución de la electricidad al desarrollo regional. Es necesario emprender también un activo programa de ventas o de expansión eléctrica.

La experiencia ha indicado que la clave del éxito al emplear la energía eléctrica para el adelanto regional está en la actitud de la administración del sistema. Poco se logrará a menos que la administración esté firmemente resuelta a hacer que una política de tarifas bajas y consumo elevado sea efectiva.

En realidad, la fórmula X no haría sino sancionar el autofinanciamiento a que tradicionalmente recurren las empresas cuya concesión se basa en la propiedad neta. De todos modos, hará aparecer claramente

el suplemento de la utilidad que la fórmula aporta, lo que permitiría, a la vez, controlar su importancia y su reinversión, así como prever el eventual otorgamiento de una compensación a los consumidores.

### C. SÍNTESIS DE LOS PLANES DE FINANCIAMIENTO CONSIDERADOS

El cuadro 1 resume las fórmulas aquí consideradas, con diferentes alternativas para cada una de ellas: existencia o inexistencia de un excedente disponible para

el autofinanciamiento, grado de libertad concedido a la empresa en cuanto al empleo y a la propiedad de este excedente y existencia o inexistencia, para el con-

Cuadro 1

#### FÓRMULAS FINANCIERAS Y DE FINANCIAMIENTO DE LAS AMPLIACIONES

Tipo de fórmula	Excedente que se produce sobre la utilidad del capital efectivo calculado por la tasa contractual	Modalidades relativas al excedente. Régimen de propiedad de este excedente, su utilización en el financiamiento de las ampliaciones y compensación eventual en favor de los consumidores
I. Costo de capital	Nada	No hay excedente. Si la empresa no puede movilizar capitales nuevos por sí misma, el financiamiento de las ampliaciones no puede realizarse sino a costa de los dividendos
II. "Costo del capital" con excedente	Excedente de importancia proporcionada a las necesidades financieras de la empresa (por ejemplo, porcentaje determinado del activo inmovilizado)	<p>El excedente es facturado a los consumidores y se incorpora al ingreso bruto de la empresa. De todos modos no puede utilizarse sino para financiar las ampliaciones</p> <p>a) El excedente y las inversiones que con él se financian son propiedad absoluta de la empresa, la que tiene derecho a beneficios adicionales sobre estas inversiones</p> <p>b) El excedente y las inversiones que con él se financian son propiedad absoluta de la empresa, pero ésta debe reembolsar una parte convenida o la totalidad de este excedente entregando acciones o bonos a los consumidores o a la autoridad concedente</p> <p>c) El excedente y las inversiones que con él se financian son declarados propiedad pública y figuran por separado en los bienes del activo de la empresa, la que no tiene derecho a percibir utilidad alguna de estas inversiones</p>
III. "Propiedad Neta"	El excedente depende de la estructura financiera de la empresa y crece con el aumento de la relación deuda-capital efectivo	<p>1º El excedente está a la entera disposición de la empresa, a la que no se impone restricción alguna en cuanto al empleo del excedente ni en cuanto a las utilidades por obtener sobre las inversiones correspondientes. El excedente nunca es calculado y permanece indivisible y sin disociar de la renta global</p> <p>2º Fórmula X. Excedente definido como igual a la utilidad total menos el beneficio contractual sobre el capital efectivo. Las mismas modalidades que en la fórmula II en cuanto a la propiedad del excedente, las inversiones correspondientes y la compensación a los consumidores</p> <p>a) Como en el caso de la fórmula II.</p> <p>b) Id.</p> <p>c) Id.</p>

mación simplificadora y admitir que existe en efecto, una sensible igualdad entre las siguientes partidas:

$$\text{Capital efectivo} + \text{Deuda obligatoria} = \text{Activo fijo} - \text{Depreciación} + \text{Capital de explotación.}$$

Para una tasa contractual de 10 por ciento de utilidad y una tasa de 5 por ciento de interés sobre la deuda obligatoria, los respectivos ingresos autorizados de las dos fórmulas son los siguientes (E = gastos corrientes de explotación):

“Costo del capital” . . . . .	E + 0.10 C + 0.05 D
“Propiedad neta” . . . . .	E + 0.10 D + 0.10 D
	0.05 D
Saldo en favor de la propiedad neta .	0.05 D

## B. AUTOFINANCIAMIENTO DE LAS AMPLIACIONES

Las necesidades financieras de los sistemas de producción y distribución de electricidad son considerables y, una vez pasado el período de puesta en marcha, las empresas entran en un ciclo continuo de aumento de demanda y aumento de inversiones. En los países en proceso de desarrollo, en los que es insuficiente el ahorro nacional y es plausible recurrir al empréstito, un autofinanciamiento de las ampliaciones mediante el alza de las tarifas de venta puede considerarse como un mal menor necesario.

Cabe preguntarse, sin embargo, si es o no racional que los consumidores paguen más que el interés contractual sobre el capital efectivo de la empresa y si deben participar en el autofinanciamiento de esta última. La respuesta es, a menudo, categóricamente negativa, sobre todo si se trata de empresas particulares y de capital extranjero. Sin embargo, esta actitud cartesiana puede y merece ser atenuada en la práctica. Y, en realidad, cuando la empresa corre el riesgo de no poder movilizar las cantidades necesarias para su ampliación, se justifica recurrir a un suplemento de precio en la venta de energía; un sacrificio del consumidor en aras de un mejor servicio. La utilidad adicional que el excedente representa para el concesionario puede, no obstante, si se desea, ser reducida mediante diversas fórmulas. Por ejemplo, cabe proponer que la empresa ceda a los consumidores o a la autoridad concedente una compensación en acciones u obligaciones, equivalente al monto total del excedente, o a una parte convenida de éste. También se puede llegar al extremo de decretar que las instalaciones adquiridas con el excedente no formen parte del activo real del concesionario, sino que figuren como una propiedad pública entre los bienes de la empresa, no pudiendo ésta obtener de ellos beneficio ulterior alguno.

El problema, como se verá a continuación, se presenta de distinta manera en los dos sistemas precedentemente analizados.

### 1. Costo del capital con excedente

Esta fórmula consiste en prever que los ingresos auto-

En el sistema de “propiedad neta”, la tasa de utilidad legal (la más elevada de las dos) se aplica a un haber activo neto superior al capital efectivo dado en la totalidad del valor de la deuda obligatoria. De ello resulta, con respecto a la fórmula “costo del capital”, un mayor ingreso, sensiblemente igual al producto de la deuda en bonos por la *diferencia* entre ambas tasas: la tasa contractual de remuneración del capital y la tasa de interés de los préstamos.

El sistema de la propiedad neta engendra, pues, la existencia de un excedente disponible para el autofinanciamiento de las ampliaciones. En la práctica, ha sido abundantemente aplicado.

rizados sobrepasen el costo del capital en la forma en que fue definido antes. La empresa tendrá derecho a incluir en su recaudación un “monto razonable” para reinvertir en ampliación de instalaciones. El suplemento de recaudación puede ser fijado de tal manera que cubra una porción determinada de las necesidades financieras, por ejemplo, la mitad o la tercera parte. Es indudable que el excedente debe ser claramente contabilizado y efectivamente invertido en instalaciones nuevas.

### 2. Propiedad neta con reinversión obligatoria

En general, la fórmula de la propiedad neta no va acompañada de estipulación alguna en cuanto al *empleo* del excedente que ella implica. En la práctica, este excedente no se contabiliza por separado y queda de propiedad absoluta de la empresa. La fórmula implica el pago por el consumidor de una parte de los activos inmovilizados de la sociedad. El hecho está implícito y oculto tras al mecanismo de la fórmula, pero de todos modos existe.

Parece racional aislar claramente este excedente, a cuyo fin se podría utilizar una “fórmula X”, que consiste en dividir de modo explícito los gastos de capital de la empresa en sus tres componentes, a saber:

- intereses sobre la deuda obligatoria;
- utilidad sobre el capital efectivo calculado según la tasa contractual; esta utilidad queda a disposición de la empresa y puede ser utilizada libremente para la distribución de dividendos;
- saldo acreedor remanente que constituye el “excedente” y sólo es utilizable para financiar ampliaciones.

La fórmula X tendría las dos ventajas siguientes:

- la utilidad sobre el capital efectivo que puede distribuirse entre los accionistas corresponde exactamente a la tasa especificada por la ley, lo cual expresa la intención del legislador en lo que respecta al beneficio financiero autorizado;
- el excedente para ampliación queda expresamente aislado y su empleo prescrito.

## PROBLEMAS DE EXPLOTACIÓN Y DE CARÁCTER REGLAMENTARIO QUE PRESENTA LA UTILIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

por Sir Josiah Eccles \*

Algunas de las causas de la diversidad de costos por kilovatio-hora han sido abordadas en un documento paralelo relativo a problemas básicos.<sup>1</sup>

Es indiscutible que la economía del abastecimiento depende del tamaño de la red y de que haya sido ésta satisfactoriamente planeada para proporcionar un equilibrio correcto entre el costo del capital y la economía de la explotación. La economía de la explotación dependerá, por supuesto, del sistema de interconexión y del equipo empleado (telefónico, telegráfico, control remoto en el control de la red o "despacho de carga", como se le denomina a veces).

Para obtener los resultados más económicos en la explotación de una red térmica es preciso conocer el rendimiento de cada uno de los equipos generadores, el costo por caloría del combustible entregado a cada central, la ubicación de los principales centros de consumo y la capacidad de las diversas líneas e interconexiones de transmisión.

Para cualquier tasa de disponibilidad de maquinaria o de distribución de consumo, lo que hay que hacer es administrar el rendimiento de los equipos, individualmente considerados en forma de producir y entregar el total de la electricidad a un costo mínimo.

Surgen problemas de orden práctico en cuanto a que la incidencia de las interrupciones de planta y de línea es variable y a que también varía la demanda relativa de los centros de consumo.

Si se pretenden obtener los rendimientos más económicos, el control de la red y el despacho de carga deben ser un proceso continuo.

La demanda de electricidad varía a través de las veinticuatro horas del día, de acuerdo con el día de la semana y las estaciones del año. Es, por consiguiente, necesario pronosticar diariamente el régimen de generación y controlarlo minuto a minuto durante todo el año, si se pretenden los mejores resultados.

Naturalmente, es necesario explotar, hasta donde sea posible, a plena capacidad, las centrales más económicas, durante todo el tiempo que lo permitan, y poner en servicio las plantas menos económicas en orden descendente de economía, con el objeto de que el menos económico de los equipos sea empleado sólo para suministrar las cargas máximas.

El funcionamiento económico de un equipo generador depende del costo por caloría de combustible

entregado a la central, de la eficiencia térmica de la unidad caldera/turbina y de las pérdidas de transformación, transmisión y distribución, hasta llegar al consumidor final.

En una red que cuenta con más de 200 centrales matrices, y probablemente 1 000 equipos generadores, la importancia y complejidad de un control exacto son enormes.

En las redes grandes y complejas se facilita el control estricto y la velocidad de adaptación a situaciones rápidamente cambiantes mediante el empleo de computadores programados para dar el régimen generador más económico, cualquiera que sea la disponibilidad requerida de maquinaria o la capacidad del despacho de carga. Las redes secundarias probablemente no pueden darse el lujo de disponer de un servicio de computador para este objeto y, por consiguiente, tendrán que aprovechar lo mejor que puedan las computaciones hechas por los personales de control. Afortunadamente, tales computaciones son bastante simples en una red pequeña.

De casi igual importancia es la necesidad de contar con un programa de conservación cuidadosamente organizado en orden a mantener disponibles las plantas más económicas durante el mayor número posible de horas en el año. Se deben planear como rutina técnicas de conservación y de explotación destinadas a impedir interrupciones imprevistas. Las operaciones importantes de conservación deben programarse en forma de que sean ejecutadas fuera de la temporada de consumo máximo. Se deben organizar las operaciones de conservación de manera que, al producirse una interrupción, se reduzca al mínimo el tiempo necesario para efectuar la reparación o reajuste. Es preciso que todos los materiales necesarios estén listos, y de ser posible, que el trabajo se desarrolle en forma continua (trabajo en tres turnos) desde el momento en que la planta interrumpe su servicio y se ha enfriado lo suficiente para permitir la iniciación del trabajo.

En una gran red del Reino Unido, la circunstancia de no contar con un equipo de 120 MW ocasiona un aumento de los costos de generación de hasta 2 500 libras esterlinas al día, en virtud de la explotación forzosa de la maquinaria menos económica.

Para una red dada y a precios constantes, la necesidad de inversión es casi proporcional a la demanda máxima. Haciendo el planteamiento en otra forma, la inversión por kilovatio-hora varía en relación inversa al factor de carga del suministro. El factor de carga,

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.1.37.

<sup>1</sup> Véase el documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.4, del mismo autor, reproducido *supra*, pp. 267 ss.

cesionario, de la obligación de ofrecer una compensación al consumidor.

Los casos presentados no abarcan todas las fórmu-

las que es posible imaginar, ni tampoco todas las que están vigentes en los diferentes países. No obstante, representan un esbozo de clasificación sistemática.

#### D. NORMAS PARA LA ELECCIÓN DE UN PLAN DE FINANCIAMIENTO

Es ciertamente difícil ofrecer a un país en proceso de desarrollo normas precisas sobre el sistema que presumiblemente se adapte mejor a sus necesidades. Sin embargo, como son justamente consejos precisos lo

que esperan estos países, en el cuadro 2 se ofrecen algunas recomendaciones generales, agrupadas en función de las disponibilidades de capital y situación monetaria del país de que se trate.

**Cuadro 2**

#### ELECCIÓN DE UN PLAN DE FINANCIAMIENTO Y ESBOZO DE RECOMENDACIONES

<i>Situación monetaria</i>	
<i>Estable</i>	<i>Inflacionaria</i>
<i>Disponibilidades abundantes de capital</i>	
Costo del capital sin excedente	Costo del capital con escaso excedente y disposiciones que aseguran una revaluación parcial de las obligaciones en moneda nacional
Tasa contractual sobre el capital efectivo, relativamente baja	Tasa contractual sobre el capital efectivo de nivel mediano
Financiamiento de las ampliaciones mediante emisión de acciones u obligaciones	Fórmula X y cualquiera otra basada sobre el activo, deseable sólo si existen disposiciones que garanticen una revaluación rápida de los activos inmovilizados y un pronto reajuste de las tarifas
Fórmula X, favorable para un valor reducido de la relación deuda-capital efectivo. Compensación a los consumidores en una proporción elevada del excedente (por ejemplo: 75 a 100 por ciento)	
<i>Disponibilidades escasas de capital</i>	
Costo del capital con gran excedente de autofinanciamiento	Costo del capital con gran excedente y disposiciones que garanticen una revaluación parcial de las obligaciones en moneda nacional
Tasa contractual sobre el capital efectivo, relativamente elevada	Elevada tasa contractual sobre el capital efectivo
Compensación a los consumidores, sólo en una pequeña proporción del excedente (por ejemplo: 25 a 50 por ciento)	Escasa o nula compensación a los consumidores
Participación obligatoria de los consumidores importantes en el capital de la empresa en forma de obligaciones a largo plazo	Participación obligatoria de los consumidores importantes en el capital de la empresa en forma de acciones
Fórmula X, aceptable para valor elevado de relación deuda-capital efectivo	Fórmula "propiedad neta" y cualquiera otra que exija una revaluación del activo, poco deseable si la inflación monetaria es acentuada
Elevada tasa contractual. Escasa o nula compensación por excedente en favor de los consumidores	

c) *Costos relacionados con el consumidor.* Costos de medición, lectura de medidores, facturación y cobranza, servicios al consumidor y publicidad; estos dependen primordialmente del número de consumidores y pueden ser distribuidos sobre dicha base, probablemente con cierta medida de evaluación, de acuerdo con la magnitud del consumo.

d) *Costos de instalación y de administración.* Costos que no dependen directamente de la demanda, consumo o número de consumidores, sino que se elevan al aumentar el tamaño de la empresa.

No surge dificultad alguna de la distribución de los costos de operación, y raras veces en los costos relacionados con el consumidor.

La distribución de costos relacionados con la demanda no es tan directa. A causa de la diversidad de demanda entre los grupos de consumidores, el mismo equipo se emplea para abastecerlos a diferentes horas en diferente proporción. Hasta donde sea ello factible, los costos relacionados con la demanda deberán distribuirse entre las diversas clases de consumidores de acuerdo con su posibilidad de contribuir a la demanda máxima (la demanda para la cual está consultada la capacidad). Al hacerlo, las diferentes partes del sistema han de ser consideradas por separado; por ejemplo, las centrales de energía, líneas principales de transmisión, distribución local; aunque ciertos consumidores pueden ejercer una demanda relativamente pequeña sobre las centrales de energía, en horas de consumo máximo, su demanda, sin embargo, repercutirá al máximo sobre el sistema de distribución local.

La distribución de los costos de administración será necesariamente algo arbitraria. Estos costos podrían ser prorrateados entre las distintas clases de consumidores sobre la base de los ingresos, pero bien podría estimarse conveniente adoptar la base del valor útil que tiene el suministro desde el punto de vista del consumidor.

Hasta aquí lo referente a la distribución de los costos por clase. ¿Cómo se deberá elaborar el tarifado en forma de recuperar estos costos?

En el caso de los grandes abastecimientos industriales y comerciales se justifica el costo determinando la máxima demanda del consumidor, y la tarifa puede consistir muy bien en un cobro por kilovatio de la demanda máxima anual del consumidor y un cobro corriente por kilovatio-hora suministrado.

Se podría incluir, y a veces en realidad se incluye, un tercer componente en la tarifa para recuperar los costos relacionados con el consumidor y los costos de establecimiento. Pero en aras de la sencillez y plausibilidad, lo más habitual y práctico para el consumidor es una tarifa binaria. Los costos de "consumidor" y "establecimiento" se diluyen, entonces, entre los elementos de demanda y operación de la tarifa. La parte incluida en el cobro corriente se recupera mejor en un primer bloque de unidades por kilovatio de demanda, correspondiente a un factor de carga de uso relativamente bajo. Algunos de los costos relacionados con la

demanda son incluidos también, a veces, en este primer bloque; y ello se justifica por la más alta diversidad de suministros de bajo factor de carga. Además, es necesario un margen de utilidad; sería razonable deducir este margen, en el cobro corriente, de los factores de carga más elevados. Tales consideraciones conducen a un cobro corriente que contiene dos o tres bloques de unidades por kilovatio, decreciendo el precio por unidad a medida que aumentan las unidades por kilovatio. Esta forma de tarifa no solamente refleja ajustadamente los costos de abastecimiento sino que estimula al consumidor a mejorar su factor de carga. En razón de los cobros separados de demanda y corrientes, y a causa del escalonamiento en el cobro por unidad, mientras mayor número de kilovatios-hora usa el consumidor por kilovatio de demanda, más bajo es su precio medio.

Esta tarifa binaria de demanda máxima debe indicar una diferencia, tanto en el cobro de demanda como en el corriente, entre los suministros proporcionados a elevado voltaje o a bajo voltaje. El suministro a elevado voltaje requiere menos transformación y no necesita red de bajo voltaje. El costo del equipo para suministrarlos es, por consiguiente, inferior y las pérdidas en transmisión y distribución son también menores.

Se ha sugerido anteriormente que el cobro de demanda debe basarse sobre la demanda máxima anual medida. Para los mayores abastecimientos esto constituye el método más exacto de determinar la responsabilidad de la máxima. Mas, si no hay variación estacional pronunciada en la demanda de los suministros industriales de la zona, el cobro de demanda podría basarse, respecto a una cifra acumulada algo más alta, en la demanda máxima del consumidor en cada uno de los meses del año, sin apartarse indebidamente de los principios de cálculo de costos. A menudo, prefieren esta base los consumidores industriales más pequeños y el ofrecimiento de una tarifa análoga se traduce en buenas relaciones con los consumidores. En las tarifas para los abastecimientos industriales y comerciales más grandes, es práctica incluir una cláusula de variación en el precio del combustible, cuyo prototipo puede ser el siguiente: "El cobro corriente deberá variarse en 0.000X peniques por cada penique de diferencia entre el costo del combustible normal entregado a las centrales de energía y el valor en chelines por tonelada." Los niveles de salario, el costo de los materiales y el precio del combustible tienden a subir y a bajar conjuntamente y, en lugar de complicar la tarifa mediante una cláusula salarial aparte, la cláusula de tasa de variación en el combustible puede contener un margen por variaciones en otros costos.

En cuanto a los suministros domésticos y otros de poca monta, la tarifa, aunque todavía binaria en su forma, no incluiría en general un cobro de demanda máxima medida, por tres razones: primero, el costo del equipo de medición sería desproporcionado al ingreso recibido; segundo, existe elevada diversidad entre

puesto que constituye la relación del rendimiento medio con respecto a la demanda máxima, es un factor con el que se puede medir también convenientemente el grado de utilización de los bienes de capital.

Por lo tanto, es importante para una explotación económica que el factor de carga de la red sea elevado.

Existe, sin embargo, un punto más allá del cual un aumento en el factor de carga es susceptible de aumentar los costos ordinarios de producción por kilovatio-hora. Si el factor de carga fuese de 100 por ciento la demanda sería constante durante todo el año, y, aparte las interrupciones inadvertidas y paralizaciones por conservación, toda la maquinaria, excepto la que estuviera reservada para casos de emergencia, funcionaría a plena capacidad todo el tiempo. Esto significaría que todas las centrales disponibles, desde la más económica hasta la menos económica, serían usadas durante 8 760 horas al año y el costo de explotación medio de la generación sería mayor que en una red en donde se pudiese hacer un uso selectivo de los generadores, de acuerdo con su mérito o coeficiente económico. Pero este argumento es inaplicable cuando todas las maquinarias y centrales se comportan económicamente en la misma forma, si bien en la práctica la edad y tamaño de los equipos y las diferencias de emplazamiento de las centrales generadoras de energía excluyen habitualmente semejante posibilidad.

Cierta variación estacional en la demanda también es susceptible de constituir una ventaja que permite que la maquinaria sea reparada durante los períodos de menor consumo. En su defecto, se necesitará maquinaria adicional únicamente para cumplir la ejecución del programa de conservación. Pero los costos de explotación más bajos que es dable esperar de la nueva maquinaria pudiera ser que no compensasen los gastos adicionales de capital.

Sin embargo, hablando en términos generales, la inversión por kilovatio-hora es inversamente proporcional al factor de carga. Este es un argumento en favor del factor de carga más elevado posible, aunque en su aplicación práctica viene a ser moderado por las tendencias opuestas en los costos a que nos referimos más arriba.

¿Qué pasos se pueden dar a fin de mejorar el factor de carga? En esencia, *a)* utilizar una variedad de potencias para diferentes fines, en la industria, el comercio y el hogar, aumentando así la diversidad, con el consiguiente mejoramiento del factor de potencia, y *b)* estimular a los consumidores a ampliar sus horas de uso de corriente y, al mismo tiempo, a reducir su demanda durante las horas de máxima.

El único incentivo que la industria abastecedora puede ofrecer, con miras al logro de estos fines, es el financiero, a través de una adecuada política de tarifas. Las tarifas deben ajustarse de modo que reflejen, hasta donde sea factible, los costos del suministro. Ello estimulará el mejor uso de los recursos económicos del país.

Si los costos del suministro varían apreciablemente

entre diferentes partes de la zona de abastecimiento, lo lógico sería dividirla en sectores y cobrar tarifas convenientes en cada uno de ellos. Las tarifas en un sector de costo elevado deben cubrir por lo menos el aumento de los costos que implica su abastecimiento, sin que sea necesario que cada sector, individualmente, haga un aporte completo para cubrir los gastos generales comunes de la empresa. Sin duda, es posible lograr la uniformidad de tarifas, que puede muy bien convenir por razones de orden práctico. Existiendo diferentes sectores, surgen, sin embargo, problemas diferenciales. Por otra parte, la aplicación de un término medio de los costos en la totalidad de la zona de suministro puede crear dificultades al competir con fuentes alternas de calor o energía en los sectores de bajo costo; he aquí una consideración importante, y de acuerdo con ello habrá que variar de criterio según las circunstancias.

Los costos de suministro varían con las características de consumo. Las tarifas deben ser conformadas de acuerdo con ello. Al reflejar el costo, las tarifas estimularán, al mismo tiempo, la expansión de consumos que mejoran el factor de carga de la red, puesto que dentro de los límites a que hicimos referencia anteriormente son estos consumos los que cuesta menos abastecer; los cargos de capital y los gastos generales se diluyen en un mayor consumo.

Para fines de aplicación de tarifas, es posible agrupar a los consumidores por clases razonablemente homogéneas, de acuerdo con sus características de consumo; por ejemplo, consumidores de la gran industria, de la pequeña industria, del comercio, consumidores residenciales y consumidores agrícolas. Por fuerza, tiene que haber un criterio especial para la aplicación de promedios dentro de cada clase, particularmente para la de los pequeños consumidores. Solamente en el caso de los grandes consumidores se puede lograr algún grado de exactitud en el cálculo de los costos individuales. En el caso del pequeño consumidor, particularmente, es necesario que la administración de las tarifas sea barata, es decir, se necesita un criterio sencillo; también deben expresarse en forma fácil de comprender y de aceptar razonablemente por parte del consumidor.

El primer paso consiste en distribuir los costos entre los diferentes grupos de consumidores.

Los costos del abastecimiento de electricidad se pueden dividir, en términos generales, en cuatro categorías:

*a) Costos en relación con la capacidad o demanda:* interés, depreciación, y todos aquellos costos que sean proporcionales, en líneas generales, a la capacidad en kilovatios de la central de energía, líneas de transmisión, etc., y, por ello, a la demanda máxima de la red.

*b) Costos de operación.* Costos que varían con los kilovatios-hora suministrados. En un sistema basado en elementos térmicos podrían consistir principalmente en el costo del combustible consumido en las centrales de energía juntamente con una proporción de los costos de conservación de la central de energía y aprovisionamiento de bienes de consumo.



en una tarifa global por kilovatio-hora, destinada a cubrir por lo menos los costos marginales del suministro en la forma ya descrita (siendo recuperados por separado cualesquiera gastos especiales de capitales involucrados). La diferencia entre esta tarifa y los cobros de acuerdo con las tarifas normales puede ser sustancial. De las circunstancias locales dependerá el que estos incentivos financieros sean suficientes para proporcionar a los consumidores un atractivo económico y para que valga la pena arrostrar los inconvenientes que implique la recepción de suministro fuera de horas de máxima. En general, los procesos industriales con grandes consumos de electricidad y bajos costos de mano de obra e instalaciones calefactoras de acumulación térmica son los campos de aplicación que resultan más favorables.

El anexo muestra la forma en que se podrían expresar las tarifas para diferentes clases de consumidores. Se han insertado valores monetarios para simplificar la presentación. Las tarifas han sido expresadas en su forma más sencilla y cada planta de abastecimiento de electricidad podrá agregar ajustes que correspondan a sus costos y estructuras de costo.

Las tarifas normales tratadas más arriba sólo pueden abarcar a los consumidores comunes y corrientes. Debe haber flexibilidad para concertar convenios especiales con miras a afrontar circunstancias excepcionales. Por ejemplo, en los casos en que se experimentan costos de conexión anormales, se justifica un tratamiento especial; además de los costos normales de conexión recuperados mediante una tarifa normal, se podría imponer un aporte de capital o exigir una garantía. Puede ser que se necesiten condiciones espe-

ciales para atender a circunstancias poco comunes de consumo y para estimular nuevas aplicaciones. Sin embargo, se deberá dispensar idéntico tratamiento dondequiera que las circunstancias sean siempre las mismas.

En realidad, es un requisito reglamentario que rige el suministro de electricidad en el Reino Unido, que las Juntas Regionales de Electricidad, al fijar tarifas y concertar convenios, no muestren preferencia arbitraria por ninguna persona o clase de personas. Una ulterior salvaguardia de los intereses del consumidor la constituye el establecimiento reglamentario de Consejos Consultivos para los consumidores. Antes de fijar o modificar las tarifas al por menor, las Juntas Regionales están obligadas a consultar a estos Consejos. A raíz de su estudio de las tarifas (y otros asuntos) los Consejos Consultivos podrán formular sugerencias a un organismo central, el Consejo de Electricidad, que representa a la industria abastecedora de electricidad y, a falta de respuesta, al ministro del ramo. Los consumidores individuales, o quienes pretenden convertirse en tales, si no han sido atendidos a satisfacción por los Consejos Consultivos, pueden apelar al organismo central mencionado anteriormente. El organismo central, a su vez, podrá formular recomendaciones a las Juntas Regionales de Electricidad, pero éstas son organismos autónomos y las recomendaciones que se les formulen no tendrán el carácter de mandato. Si, por último, no encontrara eco la recomendación sugerida, el organismo central está en su derecho de presentar reclamaciones al Ministro, quien, previa investigación, puede dar instrucciones a la Junta Regional, con el objeto de que se remedie cualquier irregularidad advertida.

suministro con factores de consumo tan pequeños e individualmente bajos y, en este caso, la demanda máxima individual del consumidor no refleja correctamente el costo de abastecimiento; tercero, los costos de consumidor para pequeños suministros asumen, en relación a otros costos, una importancia mayor.

Para estos suministros pequeños, el cobro inicial —ya sea una suma trimestral fija o uno o más escalones iniciales de kilovatios-hora a precio elevado— podría guardar relación con el tamaño del local residencial y posiblemente comercial o de la capacidad instalada del equipo del consumidor (industrial y comercial), con una tarifa uniforme por kilovatio-hora consumido por encima del mínimo. Por ejemplo, una tarifa residencial resulta en un número especificado de kilovatios-hora por trimestre y por pieza que sería cobrado, supongamos, a 6 peniques por kilovatio-hora; el resto del consumo quedaría sujeto a una tarifa inferior, supongamos, penique y cuarto.

¿Cuál debe ser la base del contenido monetario del cobro fijo (o de su equivalente en el costo inicial)? Los costos, que pueden ser identificados como “costos relacionados de consumidor” y “costos de establecimiento y administración”, deben ser incluidos, pero ¿cómo es posible recuperar más equitativamente los gastos de capital (depreciación e interés) en la generación y distribución? Deben estar relacionados, en cierto modo, con la responsabilidad del consumidor, por la inversión realizada para poner a su disposición el abastecimiento eléctrico. Empero, no es fácil establecer un cálculo ajustado de esta responsabilidad en vista de la extensa diversidad de la gama de demanda.

Una manera práctica de resolver este dilema de fijación de precios consiste en asignar al componente “fijo” de la tarifa los costos convenientes de “consumidor” y “establecimiento”, y los gastos de capital, explotación y administración relacionados con las redes locales de distribución de bajo voltaje, deben ser asignados a la clase de consumidor e incluir en un precio por kilovatio-hora consumido por encima del mínimo los restantes costos de capital y de explotación convenientes para esa clase de consumidor. El precio por exceso de consumo después del mínimo, incluiría entonces los costos de capital y de explotación de la producción y de la red de transmisión y distribución (siempre que no se trate de distribución local), más una tolerancia por pérdidas de transmisión y distribución, más un margen de utilidad. El componente relacionado con la demanda de estos costos sería convertido a un precio por kilovatio-hora sobre la base de un factor de potencia medio de la clase de consumidor.

Este método de distribución de los costos de grupo no da por resultado una forma de tarifa particularmente “estimulante”, pero tiene dos ventajas: *a)* el precio definitivo por kilovatio-hora garantiza que los costos marginales, por concepto de abastecimiento de las necesidades adicionales, quedan cubiertos (excepto, por supuesto, aquellos casos en que los costos generales

están subiendo y aún no se han reflejado en las tarifas); y *b)* se obtiene un precio por exceso de consumo (después del mínimo) que deja cierto margen para ofrecer tarifas atractivas en los períodos que no son de consumo máximo.

Las tarifas, en general, deben dejar al consumidor en libertad de recibir el suministro en la forma y en el momento en que lo necesite. Esto estará condicionado por la modalidad de vida y hábito de la gente y dará por resultado sustanciales variaciones diarias y estacionales en la demanda ejercida sobre la empresa. Ofreciendo tarifas atractivas para las horas que no son de máxima, sin embargo, se puede estimular a los clientes a hacer uso de artefactos especiales o ajustar su organización en forma de permitir la recepción de mayor abastecimiento en horas convenientes para la empresa, esto es, a horas que no sean las de carga máxima del sistema, cuando existe capacidad de reserva disponible. El costo de suministro de tales abastecimientos será la suma de los costos aumentados de combustibles, conservación y administración, juntamente con los cobros anuales que, sobre cualesquiera gastos locales de capital, entrañe el suministro de estos abastecimientos. El precio cobrado deberá cubrir estos costos dejando un margen de utilidad. Como el suministro de los abastecimientos que no son de horas de carga máxima no aumenta los costos de capital ni los del equipo principal de producción y distribución, el precio cobrado por ellos puede ser sustancialmente más bajo que el precio medio del abastecimiento normal. Pero la equidad para con el consumidor normal parecería exigir que los abastecimientos a horas que no son de máxima, hiciesen algún aporte al costo del equipo principal. La medida en que dicho aporte puede ser obtenido depende del valor útil del suministro para el consumidor; es posible que haya que ofrecer precios bajos para atraer este tipo de consumidores. Aun así, el consumidor ordinario se beneficiaría siempre que los costos marginales de los suministros a horas que no fuesen de máxima estuviesen algo más cubiertos.

De acuerdo con este principio, el cobro de demanda en la tarifa industrial normal puede estar relacionado solamente con la demanda máxima del consumidor durante períodos especificados de máxima potencial y sobre-demandas fuera de los períodos, cobrados a una tarifa sustancialmente reducida. En esta forma, un consumidor que reciba suministro según la tarifa industrial binaria puede obtener efectivamente por cualquier suministro adicional recibido fuera de los períodos normales de máxima, un precio de horas normales.

Con tarifas para los consumidores más pequeños, en las que no hay un cobro por demanda medida, no existe incentivo directo para que el consumidor restrinja la demanda máxima o mejore el factor de carga de su suministro. Una tarifa especial para suministros accesibles solamente en períodos fuera de máxima, resulta por lo tanto conveniente. Esto puede consistir

## IV. LOS RECURSOS HIDROELÉCTRICOS

### ACTIVIDADES DE LA ORGANIZACIÓN METEOROLÓGICA MUNDIAL EN EL DESARROLLO DE LA HIDROMETEOROLOGÍA EN AMÉRICA LATINA HASTA 1961

por la Organización Meteorológica Mundial (OMM)\*

#### 1. Antecedentes

La Organización Meteorológica Mundial (OMM) es uno de los organismos especializados de las Naciones Unidas y mantiene con ellas relaciones análogas a las de la UNESCO, la FAO y la OMS. Aunque la Organización celebró su décimo aniversario el año 1961, la colaboración internacional en meteorología se remonta a más de un siglo. La primera conferencia internacional sobre problemas meteorológicos se celebró en Bruselas, en 1853, y la primera Organización Meteorológica Internacional (IMO), de carácter no gubernamental, fue establecida en 1878. La OMM, que sustituyó a la IMO, ha fundado su organización sobre bases similares. Casi todo su trabajo técnico de carácter mundial es realizado por comisiones que abarcan los distintos campos de la meteorología básica y aplicada, y para las cuales los 110 miembros de la Organización tienen derecho a nombrar expertos. Los problemas regionales son tratados por asociaciones regionales, cada una de las cuales abarca uno de los seis continentes principales del mundo. Por ejemplo, la tercera asociación regional se ocupa de las actividades de América del Sur; la cuarta, de las de América Central y del Norte. La OMM tiene una secretaría técnica en Ginebra, que coordina el trabajo de las diversas entidades continentales de la Organización y efectúa estudios técnicos a petición de dichas entidades.

Una actividad importante de la OMM es su programa de asistencia técnica. Mediante el Programa Ampliado de Asistencia Técnica, y más recientemente a través del Fondo Especial de las Naciones Unidas, la OMM ha desempeñado un papel activo ayudando a los países a organizar sus servicios meteorológicos y a desarrollar sus actividades en los diversos campos de la meteorología y la hidrometeorología. De acuerdo con el Programa Ampliado, se han proporcionado expertos a los países, con objeto de asesorarlos en sus problemas meteorológicos. También, por medio de becas, el personal seleccionado de muchos servicios meteorológicos ha podido recibir una capacitación especializada en países extranjeros, y en diferentes ramas

de la meteorología, de manera que pudieran asumir responsabilidades técnicas más elevadas en las actividades en desarrollo de los servicios meteorológicos de sus respectivos países. Actualmente, los expertos de la OMM están trabajando en Chile, Ecuador, Perú y Paraguay. Se han proporcionado expertos de la OMM a ciertos países para estudios meteorológicos y de hidrometeorología en relación con proyectos para el desarrollo de recursos hidráulicos. Podemos mencionar especialmente la importante aportación al proyecto para el desarrollo del río Mekong Inferior, en el sureste de Asia.

La hidrometeorología y aquellos aspectos de la hidrología que tienen relación directa con la meteorología y la hidrología, tales como la evaporación, la precipitación y equilibrio del agua, se han incluido siempre entre las actividades de la OMM. Antes del Tercer Congreso de la OMM, celebrado en 1959, la mayor parte del trabajo sobre hidrología fue realizado por el Grupo sobre desarrollo de recursos hidráulicos del Comité Ejecutivo. Como parte de la labor de este Grupo se han publicado las siguientes Notas Técnicas de la OMM: *Diseño de Redes Hidráulicas*, preparada por Mr. Max A. Kohler, y *Técnicas para el Levantamiento de Recursos Hidráulicos Superficiales*, por el profesor Ray K. Kinsley. En vista de la creciente importancia del papel que la hidrometeorología y la hidrología han desempeñado en el desarrollo económico de los países durante los últimos años, las responsabilidades de la OMM en estas cuestiones fueron discutidas por los participantes, antes y después del Tercer Congreso. Quedaron reconocidas la gran importancia de la hidrología en el desarrollo económico de los países y la necesidad de una cooperación internacional en esta materia, y el Congreso decidió que la OMM sea responsable de aquellos aspectos de la hidrología estrechamente relacionados con la meteorología. Decidió, además, establecer una comisión técnica sobre meteorología hidrológica con las siguientes directivas:

a) El estudio y formulación de requisitos meteorológicos para la hidrología, especialmente en lo que se refiere al rápido intercambio y clasificación de datos.

b) El diseño y promoción de redes para la medida

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.10.

Anexo

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS DE TARIFAS DE ELECTRICIDAD

1. Tarifa anual de demanda máxima

	Suministros de alto voltaje	Suministros de bajo voltaje
<i>Cobro por demanda máxima</i>	£. s. d. por kW al año	
Primeros 200 kW	6.15.0	
Próximos 300 kW	6.10.0	
Próximos 500 kW	6. 5.0	
Más de 1 000 kW	6. 0.0	
<i>Cobro por kilovatio-hora</i>		
Unidades por kW de demanda máxima	peniques por unidad	
Primeros 1 800 por año	0.67	
Próximos 2 250 anuales	0.58	
Más de 4 320 por año	0.50	
<i>Ajuste del precio del combustible</i> por cada penique de variación con respecto a 60 chelines por tonelada	Ajuste en peniques por unidad 0.00059	Ajuste en peniques por unidad 0.00063
<i>Ajuste de factor de potencia</i>	El cobro por demanda máxima es aumentado en uno por ciento por cada 0.01 en que el factor de carga descendente medio es inferior a 0.9	

2. Tarifas para pequeños suministros industriales y comerciales

Tarifa binaria	Tarifa de dos escalones
<i>Cobro fijo por kW de equipo instalado</i> por trimestre Alumbrado:	<i>Escalón inicial de unidades de equipo instalado</i> por trimestre Alumbrado:
£2.10s. 0d.	160 unidades a 6 peniques la unidad
<i>Otro consumo:</i>	<i>Otro consumo:</i>
12s. 6d.	40 unidades a 6 peniques la unidad
<i>Cobro por unidad</i> 1.2 peniques por unidad	<i>Cobro final por unidad</i> 1.2 peniques por unidad

3. Tarifas residenciales

Tarifa binaria	Tarifa de dos escalones
<i>Cobro fijo por trimestre</i> Primeros mil pies cuadrados de superficie edificada	<i>Escalón inicial de unidades por trimestre</i> Primeras cuatro piezas:
£1.1s. 0d.	40 unidades a 6 peniques la unidad
Cada doscientos pies cuadrados adicionales de superficie edificada	Cada pieza adicional:
2s. 0d.	10 unidades a 6 peniques la unidad
<i>Cobro por unidad</i> 1.25 peniques la unidad	<i>Cobro final por unidad</i> 1.25 peniques por unidad

rológicas e hidrológicas, a fin de proporcionar los datos básicos necesarios para el desarrollo de sus recursos hidráulicos y su economía, y en especial, de su energía hidroeléctrica, suministro de agua, agricultura y aviación. Estos dos proyectos se iniciaron en 1960 y se necesitarán unos 4 años para completarlos. En 1961 se inició un proyecto similar en el Perú. En estos proyectos del Fondo Especial, la OMM, como organismo ejecutivo, proporciona los expertos y el equipo necesarios y también becas para candidatos seleccionados por los gobiernos, para su capacitación en meteorología e

hidrología. Los expertos de la OMM asisten y supervisan la ejecución del proyecto, y adiestran al personal local en las diversas operaciones.

La OMM espera que los países de América Latina aprovechen lo mejor posible los diversos tipos de asistencia de las Naciones Unidas, tales como el Programa Ampliado y el Fondo Especial, para elevar a un nivel adecuado sus organizaciones meteorológicas e hidrológicas. De esta manera, dichos servicios desempeñarán el papel que les corresponde en el desarrollo económico de sus respectivos países.

y estudio de los parámetros del ciclo hidrológico que comprenden consideraciones meteorológicas.

c) El desarrollo, mejoramiento, y normalización internacional de métodos, procedimientos y técnicas, para:

i) la aplicación de la meteorología a la hidrología—por ejemplo, en problemas como previsión de fases fluviales, previsión de inundaciones fluviales y el estudio de las sequías—; y

ii) el suministro de servicios meteorológicos a la hidrología internacional.

Se resolvió, asimismo, continuar la participación activa de la OMM en el programa de las Naciones Unidas para el desarrollo de los recursos hidráulicos.

La comisión sobre meteorología quedó establecida el 23 de septiembre de 1959, cuando 30 miembros nombraron a sus expertos respectivos. Desde el 1º de enero de 1961, 49 miembros de la organización, representados por 95 expertos, participan en el trabajo de esta comisión. El Sr. Max A. Köhler, hidrólogo investigador en jefe, de la Oficina Climatológica de los Estados Unidos, fue elegido presidente de la comisión en marzo de 1960. Al mismo tiempo se estableció, en la División Técnica de la Secretaría de la OMM, una sección de meteorología e hidrología. La primera sesión de la comisión se efectuó en abril de 1961, en Washington, D. C. Se incluyeron en el orden del día los siguientes temas: redes en meteorología hidráulica; atlas climatológicos respecto al desarrollo de recursos hidráulicos, y factores meteorológicos en el diseño hidrológico.

Una de las tareas de la OMM consiste en convocar conferencias internacionales, seminarios y simposios con objeto de estimular el desarrollo de la investigación científica y el intercambio de experiencias en el campo de la meteorología y la hidrología. En los últimos años se celebraron dos de estos seminarios sobre hidrometeorología. En Belgrado, de octubre a noviembre de 1957, se realizó un Seminario de Adiestramiento Interregional sobre Previsión Hidrológica y Equilibrio del Agua, y en Bangkok, en julio de 1959, un Seminario Mixto Interregional ECAFE/OMM sobre Redes Hidrológicas, como parte del programa de asistencia técnica de la OMM.

## 2. Actividades en América Latina

Dentro del papel desempeñado por la OMM en las actividades meteorológicas e hidrometeorológicas en los países de América del Sur, podemos citar a los expertos que, conforme al Programa Ampliado de Asistencia Técnica, trabajan actualmente en Ecuador, Perú y Paraguay. El experto del Paraguay asesora al gobierno sobre problemas agrometeorológicos. Los expertos del Perú y Ecuador asesoran a los gobiernos en la organización de sus servicios meteorológicos para aviación. Como resultado de estas misiones, se han mejorado las redes de observaciones meteorológicas y agrometeorológicas, se han organizado los servicios de aviación y

otros de previsión, y se ha adiestrado al personal de los servicios nacionales para desempeñar con eficiencia diversas funciones meteorológicas.

Especialmente en el campo de la hidrometeorología, la OMM colabora con la Comisión Económica para América Latina en su programa de estudios preliminares de los recursos hidráulicos y perspectivas para su utilización en los países de la zona, proporcionando un experto en hidrometeorología que será incluido en el grupo de levantamiento de recursos hidráulicos de la CEPAL. El experto de la OMM se unió al grupo en 1957 y hasta ahora ha visitado Chile, Patagonia del Norte, Ecuador, Venezuela y Bolivia. En cada caso el equipo efectuó una encuesta detallada sobre los datos e instalaciones disponibles para el avalúo de los recursos hidráulicos y la formulación de programas de desarrollo. Como resultado de los levantamientos y encuestas, el equipo ha hecho recomendaciones concretas respecto a las medidas que han de tomarse para la organización de los programas de desarrollo de los recursos hidráulicos en cada país. Los levantamientos han sido de gran valor al contribuir al conocimiento de la potencialidad de los recursos hidráulicos, así como al de las deficiencias de los datos básicos disponibles y la red existente de estaciones para la compilación de dichos datos. En estas encuestas, los expertos de la OMM se han dedicado a la compilación y al estudio de datos hidrometeorológicos e hidrológicos de todas las fuentes disponibles. También han compilado información sobre la hidrometeorología, la hidrografía y la agrometeorología de los países interesados así como sobre las organizaciones que se ocupan de dichos temas. Después han reunido valiosos informes que contienen muchos datos de gran valor y hacen recomendaciones para el mejoramiento de las redes y de la organización, a fin de que los datos hidrometeorológicos puedan aprovecharse al máximo en el desarrollo de los recursos agrícolas hidráulicos de los países. Algunos de los hallazgos de los expertos de la OMM, comunes a la mayoría de los países, fueron: la insuficiencia de la red de estaciones hidrometeorológicas e hidrológicas existentes; la falta de datos de precipitación fidedignos, a largo plazo; de caudal fluvial y otras características de las cuencas fluviales, y la dispersión de la responsabilidad entre distintos organismos, en la compilación de datos meteorológicos, que produce con frecuencia una falta de uniformidad en los métodos de observación, instrumentación y compilación de datos dentro del mismo país. Las recomendaciones de los expertos han tendido principalmente a la corrección de estos defectos.

Las actividades de la OMM en el campo de la hidrometeorología y la hidrología en América Latina han aumentado considerablemente en los últimos dos años, gracias al establecimiento, en algunos países del continente, de proyectos del Fondo Especial, para los cuales la OMM ha sido el organismo ejecutivo. Los proyectos del Fondo Especial en Chile y Ecuador, tienen por objeto ampliar las redes y las organizaciones meteo-

kWh por habitante en 1959). Los recursos conocidos de energía hidroeléctrica, que constituyen aquí virtualmente la única fuente interna de energía, se calcularon en 14 000 millones de kWh en 1914 y 27 000 millones de kWh en 1946. En la actualidad, se estima que ascienden a  $33 \times 10^9$  kWh (6 300 kWh por habitante). Se han observado análogas tendencias en otros países.

Otros factores que han contribuido al aumento de las posibilidades aprovechables han sido el progreso técnico y las transformaciones en la economía. Los efectos que ejercen las tasas de interés más elevadas y la inflación de precios sobre el costo por kW hidráulico se han visto en gran parte anulados últimamente por una serie de adelantos técnicos en los métodos de construcción de las plantas; por las posibilidades mucho más amplias del diseño y por la mayor economía de escala derivada de la institución de sistemas y componentes más grandes, instalación de unidades generadoras de mayor tamaño y posibilidad de utilizar alturas de caídas muy bajas. Ha resultado así viable instalar enormes plantas que aprovechan el caudal de pasada del curso inferior de importantes ríos, como se ha hecho en Europa con el Rin, el Ródano inferior y Danubio medio. La concentración de alturas de caídas y de caudales realizadas a través de la unión de distintas cuencas hidrográficas ha hecho que algunos de los grandes embalses estacionales resulten más económicos. El mejoramiento de los aspectos económicos del bombeo y de los sistemas de almacenamiento por bombeo, han permitido ampliar el campo de aplicación del potencial hidráulico natural. Finalmente, se han incorporado a la economía los recursos de zonas remotas, que son por lo general los más concentrados. El perfeccionamiento de sistemas de transmisión a voltajes muy altos ha permitido incorporar al potencial explotable grandes cantidades de energía hidráulica de lugares apartados cuando las cargas son lo suficientemente elevadas como para justificar transmisiones en bloque a los centros de consumo. Nuevos dispositivos automáticos de control han permitido la integración del funcionamiento de plantas pequeñas ubicadas en lugares distantes.

Estas tendencias, actuando conjuntamente contra las influencias que hicieron subir los costos en la guerra, han bastado para incorporar una mayor proporción del potencial hidroeléctrico natural de Europa, dentro de lo económicamente aprovechable. El aumento de la demanda de energía, que crece exponencialmente a una tasa que fluctúa entre el 7 y 8 por ciento anual, ya ha conducido al aprovechamiento de gran parte de este potencial en algunos países que carecen de otros recursos importantes, mientras en otros países el ritmo de explotación continúa aumentando. A medida que se desarrolla el aprovechamiento de los recursos hidráulicos y se utilizan los emplazamientos más favorables (particularmente para embalses), se observa una tendencia al alza en el costo medio de construcción por kW, proceso que en algunos países se encuentra bastante avanzado. Existe, por lo tanto, en cual-

quier momento un porcentaje óptimo de energía hidráulica dentro de un determinado sistema de abastecimiento. En general, este porcentaje tiende a subir hasta alcanzar un máximo durante las primeras etapas de la electrificación, y luego declina algo hasta completar el aprovechamiento de los recursos hidráulicos. Las distintas etapas de este proceso se aprecian ahora entre los países europeos.

Actualmente, la tasa de explotación de la energía hidráulica en Europa se rige por dos objetivos generales. En primer lugar, se trata de sacar el mejor partido posible de las reservas no utilizadas, haciendo efectivo su máximo potencial de producción de energía de alto valor en el diagrama de carga. Por otra parte, se pretende dar adecuada protección a los sistemas de suministro contra la escasez de energía y la reducción de la capacidad durante períodos de seca. Un medio para alcanzar el segundo objetivo, cuando se trata de países limítrofes que emplean distintos sistemas hidráulicos, térmicos o mixtos de producción de energía, es el desarrollo de un sistema de conveniencia recíproca —de tipo contractual, ocasional o de emergencia— para el intercambio y transferencia de energía eléctrica a través de las fronteras. Es posible en estos casos reducir las necesidades globales de planta o combustible, cuando el abastecimiento normal presenta características estacionales distintas u opuestas. Podrán igualmente aprovecharse las diferencias de caudal que ocurren en forma imprevisible en regiones adyacentes.

¿Cuál es entonces la función que debe desempeñar un estudio global de los recursos hidráulicos? No hay duda de que un conocimiento bastante completo de las posibilidades últimas de explotación en la etapa más temprana posible, es útil para el planeamiento oportuno de las perspectivas de abastecimiento de energía a largo plazo y para decidir el equilibrio general entre las plantas hidráulicas y térmicas. Es a los países en desarrollo, en particular, a los que les interesa conocer la distribución de sus recursos hidráulicos con miras a determinar la ubicación de sus industrias. Lo mismo se aplica a las posibles necesidades de transmisión de alto voltaje.

En este sentido, las reservas de energía hidráulica son más fáciles de calcular que las de combustibles, sobre todo porque la distribución geográfica del potencial natural o hidráulico suele corresponder en forma bastante aproximada a la de la porción aprovechable. Esta relación, que depende de la interacción de un conjunto de factores fisiográficos, es una de las causas que hacen posible el estudio global. En la práctica sucede, por lo tanto, que hay bastante correlación entre el nivel teórico y el nivel explotable de recursos. Además, no sólo la distribución media de la energía en las diferentes cuencas, sino también la de sus fluctuaciones en el tiempo, que afectan su explotación, son en principio casi igualmente susceptibles de un estudio comparativo.

Si bien es cierto que el potencial de energía hidráulica natural puede medirse uniformemente (como tam-

## MÉTODOS DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

por la *Comisión Económica para Europa (División de Energía)* \*

### *Introducción*

Hasta comienzos del decenio pasado, en Europa y otras partes del mundo, la estimación de los recursos hidroeléctricos totales tendía en general a ser incompleta, era a menudo de carácter subjetivo y, con frecuencia, carecía de actualidad. En la posguerra se ha mantenido una elevada tasa de aumento de la demanda de energía eléctrica, al estímulo de la cual ha progresado considerablemente el diseño de los sistemas hidroeléctricos y las técnicas de construcción en aquellas regiones en que los recursos están en pleno proceso de desarrollo. Al mismo tiempo, se ha hecho todo lo posible por aumentar el tamaño económico de los proyectos y el equipo. El rápido aprovechamiento de los recursos ha promovido la realización de estudios mucho más completos de las cuencas fluviales, tanto cercanas como remotas, y ha mejorado los registros hidrológicos en calidad y cabalidad. Estas tendencias han puesto de manifiesto la necesidad de hacer una evaluación global del potencial hidráulico en los países en que los recursos hidráulicos ofrecen la posibilidad de constituir una importante fuente de energía primaria. Un enfoque global de esa naturaleza debe basarse en dos hipótesis: *a)* que el potencial natural o teórico de la cuenca fluvial es más fácil de evaluar que las posibilidades siempre cambiantes de aprovechamiento económico de la energía; *b)* que el potencial teórico, por ser invariable, sirve de parámetro para medir las modificaciones del potencial económico. Sobre estos y otros conceptos asociados, de validez duradera, se ha establecido el estudio global de los recursos hidroeléctricos.

En los últimos diez años se ha desarrollado en Europa una metodología de esta naturaleza. Este trabajo ha sido una de las actividades principales del Grupo de Expertos para el Estudio de los Recursos Hidroeléctricos del Comité sobre Energía Eléctrica de la Comisión Económica para Europa. Los resultados obtenidos con el empleo de este método han sido de igual interés —aunque por distintas razones— para los países electrificados en alto grado, y para los países menos electrificados. El mismo método básico de análisis ha sido adoptado últimamente por los países que integran la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente (CEALO), para ser empleado en las condiciones algo distintas que existen en esa región.

El presente estudio se divide en dos partes. En la primera se hace un análisis general de algunas de las condiciones económicas y técnicas que influyen en la función desempeñada por los recursos hidráulicos

en diferentes países, que por ello plantean problemas de evaluación. En la segunda, se analizan algunos de los métodos más importantes aplicables al estudio global de los recursos dentro de un país o zona, o a la comparación de sus características en distintas regiones.

### *1. Objetivos del método global*

Hasta hace poco tiempo, el método normal de explotación de los recursos hidráulicos para la generación de energía, era empírico y fragmentario. Los sitios tendían a aprovecharse en general siguiendo el orden de sus ventajas económicas más evidentes, comenzando por los proyectos más accesibles, cuyo costo por kW era inferior en el momento del estudio. Por lo tanto, la estimación de las posibilidades totales tendía a basarse exclusivamente en los proyectos estudiados, y estas estimaciones se revisaban a medida que aumentaban los proyectos de desarrollo.

A grandes rasgos, éste fue el procedimiento aplicado en la mayoría de los países europeos que poseen un gran potencial hidroeléctrico, durante las primeras etapas de sus programas de electrificación. Se explica en parte por la falta de conocimiento de las características de las diferentes cuencas fluviales y, sobre todo, de las condiciones hidrológicas.

En la posguerra, para el desarrollo hidroeléctrico y aprovechamiento de las aguas con objetivos múltiples, se requiere una información más detallada y exacta. El perfeccionamiento de los métodos de exploración ha hecho posible el estudio más completo de las cuencas fluviales, y de sus condiciones geológicas y de emplazamiento. Ha aumentado el número de estaciones que miden las precipitaciones y el aforo, por unidad de superficie, y se han acumulado series más largas de registros. En parte por estas causas, durante los últimos años se han ampliado considerablemente las estimaciones del potencial hidroeléctrico total en muchos países europeos. Por ejemplo, los recursos hidroeléctricos explotables en Suecia (donde el consumo de energía eléctrica en 1959 era de 4 220 kWh por persona) se fijaron en 1923 en 32 000 millones de kWh. En 1938, el total había aumentado a 40 000 millones de kWh, y en 1955 esta cifra había aumentado al doble.

No hace mucho, después de hacer una nueva evaluación del potencial hidráulico bruto o natural, de acuerdo con métodos que se discutirán posteriormente en este documento, se fijaron los recursos utilizables en Suecia en la actualidad en  $85 \times 10^9$  kWh, lo que equivale a 11 400 kWh por habitante. Se han observado tendencias similares en Suiza (el consumo era de 3 110

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.7.



en kWh para cada una de las zonas de captación y valores específicos expresados en kWh/km<sup>2</sup>; y los potenciales brutos fluviales, que indican los valores de la potencia y la energía (reales y específicos) para el curso de cada uno de los ríos. A veces se subdividen los potenciales explotables en potenciales técnicos y económicos.

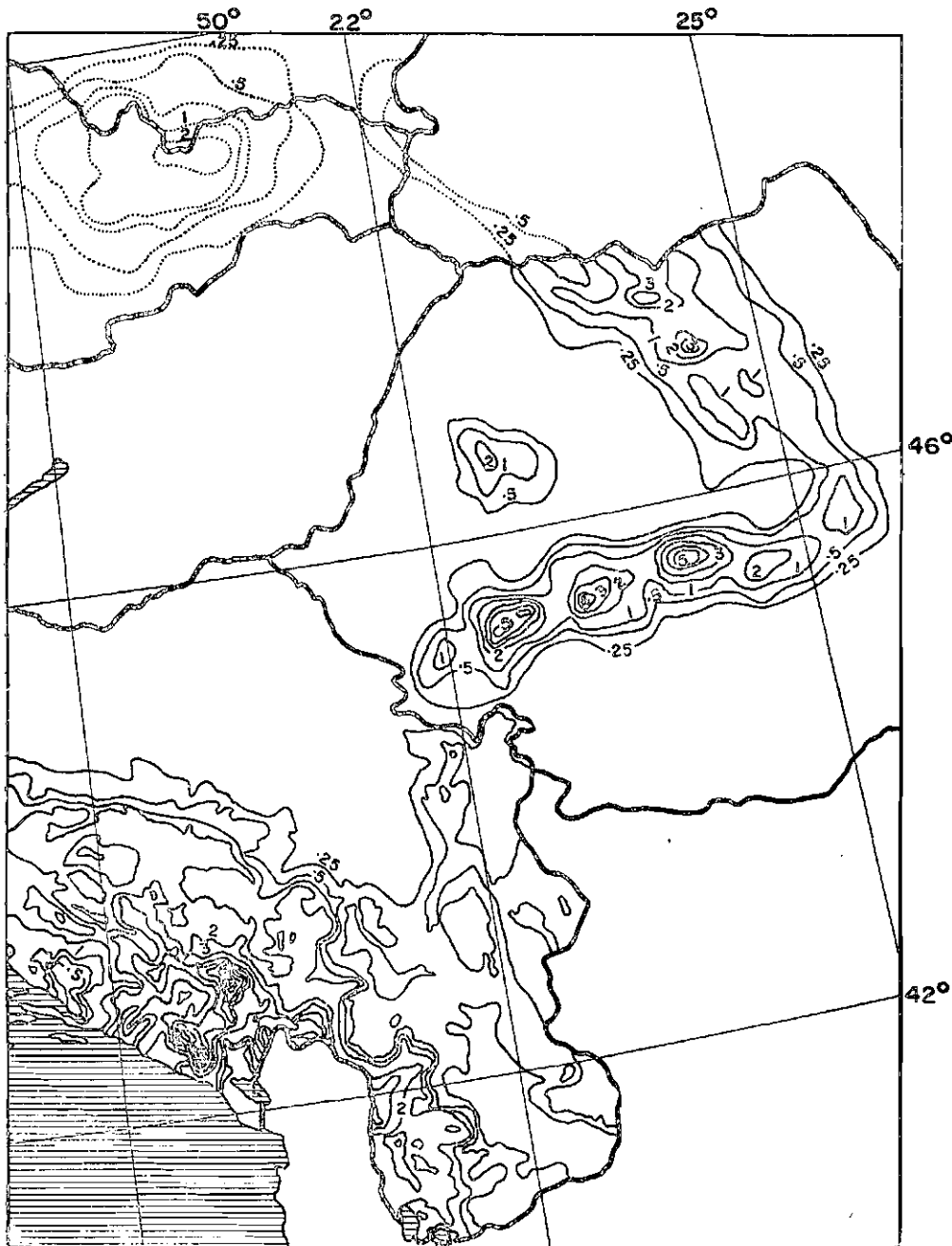
Se excluyen de los potenciales hidráulicos brutos las

deducciones que corresponden a pérdidas de altura de caída, caudal y potencia imposibles de reducir. Se puede emplear un coeficiente medio de multiplicación cuyo valor esté entre 0.75 y 0.80, para tomar en cuenta las pérdidas que reducen la eficiencia generatriz a un valor inferior al 100 por ciento, como sucede en la práctica. También los potenciales brutos suponen una utilización del 100 por ciento de la capacidad a través del

Gráfico I

MAPA QUE MUESTRA LA DISTRIBUCIÓN DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO BRUTO DE SUPERFICIE  
EXPRESADO EN 10<sup>6</sup> kWh/km<sup>2</sup>

(Se han omitidos los ríos)



bién los niveles máximos de energía considerados explotables desde el punto de vista técnico), no lo es menos que no existe un "potencial económico" que pueda definirse *universalmente* y con rigor. La energía explotable puede ser evaluada de acuerdo con postulados válidos para una época en particular y para las condiciones de un país determinado. Es cierto, también, que gracias al progreso técnico se ha visto que aumenta regularmente la proporción de recursos naturales de energía aprovechables. Tomando en consideración las diferentes condiciones geológicas e hidrológicas de los sitios en todos los países, al menos en las condiciones que se presentan en Europa, las relaciones generales entre la energía físicamente disponible y la aprovechable tienden a ser sorprendentemente constantes.

Una de las conclusiones principales que se deducen de un estudio de evaluación de recursos y desarrollo de la explotación de energía eléctrica en países europeos de distintas características económicas, es que el nuevo método global, que consiste en la evaluación común del potencial de energía hidráulica de todo un país o grupo de países, es especialmente fructífero al permitir que los resultados obtenidos en regiones en que existen informaciones hidrológicas adecuadas y otros datos necesarios, y poseen una larga experiencia en construcción de plantas hidroeléctricas, puedan aplicarse, por analogía, a un estudio rápido de los recursos de energía en países con menor experiencia, que carezcan de la información necesaria para realizar una investigación completa y minuciosa.

Mediante los estudios globales de los recursos de energía hidráulica, se trata de establecer, en primer término, el potencial físico teórico o bruto de un año o época normal y emplearlo como parámetro para comparar grados sucesivamente inferiores de productividad, sobre una base común. Por lo tanto, los estudios realizados sobre el potencial teórico o bruto, que es constante, permiten estimar las posibilidades de producción totales de la superficie de cada una de las zonas fluviales y demostrar las variaciones de densidad que se producen entre un punto y otro. Indican tanto la distribución geográfica de la energía hidráulica como la cantidad disponible, y, por lo tanto, ofrecen la posibilidad de estudiar, sobre una base amplia, la ubicación óptima de las plantas y las líneas de transmisión y —en los países en proceso de desarrollo— el posible emplazamiento de las nuevas industrias. Las experiencias habidas últimamente en Europa, han demostrado que estas evaluaciones o revaluaciones también arrojan nuevas luces con respecto a los recursos hidroeléctricos de los países altamente electrificados.

La duración de los recursos hidroeléctricos es otro de los aspectos que merecen un estudio completo. Este comprendería tanto la determinación del grado de disponibilidad de energía hidráulica en un año normal, como la secuencia de las condiciones relativas de producción de un año a otro, y la comparación de su presentación simultánea en diferentes cuencas de una

extensa superficie; es decir, las variaciones entre una región y otra en cuanto a la secuencia de la desviación con respecto a la mediana a largo plazo.

## 2. Métodos de evaluación

Los métodos de investigación de los recursos hidroeléctricos que a continuación se analizan son, en general, aquéllos cuya aplicación se recomendó dentro del programa de trabajo del Comité de Energía Eléctrica de la Comisión Económica para Europa. Por lo tanto, son métodos que se han considerado apropiados para evaluar y comparar los recursos hidroeléctricos principales de los diferentes países y zonas sobre una base común. Los distintos países también emplean otros métodos de análisis para el estudio de los problemas de explotación que presenta el empleo de los recursos hidráulicos para satisfacer las necesidades de los sistemas internos de abastecimiento de energía; para estudiar el aprovechamiento integrado de una sucesión de emplazamientos ubicados en un mismo curso de agua, o las características de un determinado proyecto; y para otros aspectos. No hace mucho tiempo, el Subcomité de Energía Eléctrica de la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente ha adoptado métodos de investigación similares a los que se describen a continuación para evaluar los recursos de esa región. Cuando es necesario se citan las diversas fuentes de información sobre las materias tratadas.

Los tres tipos principales de investigaciones que se analizan, son:

a) Estudio del límite superior de la energía hidroeléctrica, representado por el potencial bruto de superficie y el potencial hidroeléctrico fluvial; y de las relaciones que existen entre dichos límites y la energía susceptible de ser aprovechada.

b) Análisis de las características regionales especiales de esos recursos a causa de diferencias en la sucesión y amplitud de las fluctuaciones del caudal de año en año.

c) Anotación de las modificaciones de las condiciones hidráulicas a corto plazo.

### a) *Potencial hidroeléctrico bruto y la relación que existe entre éste y los recursos explotables*

Se pueden distinguir dos tipos fundamentales de evaluaciones globales de los recursos hidroeléctricos: i) los potenciales teóricos, que definen objetivamente los recursos de potencia natural y de energía de la cuenca de un río sin hacer referencia a su uso práctico; y ii) los potenciales explotables, que definen una productividad acumulada para todas las plantas, e incluyen aquellas en servicio y las susceptibles de ser aprovechadas en una fecha dada de acuerdo con las técnicas de uso corriente y determinados costos de construcción por kW.

Los potenciales teóricos incluyen los potenciales brutos de superficie, y proporcionan datos expresados

También dentro de la ECE se han adoptado especificaciones para la determinación del potencial bruto fluvial. Los estudios de este tipo evalúan por separado los potenciales unitarios de cada tramo del caudal. Las fórmulas básicas empleadas concuerdan con las recomendaciones formuladas desde hace mucho tiempo por la Conferencia Mundial de Energía. Cuando estos estudios se hacen en forma completa, proporcionan datos que permiten investigar las posibilidades del desarrollo hidroeléctrico de diversas cuencas. El potencial fluvial bruto total para toda una zona, estudiado por este método, da resultados inferiores a los del potencial bruto de superficie, ya que en general no se abarcan todos los afluentes.

El documento E/ECE/EP/204 contiene las especificaciones concretas para la preparación de estudios y mapas de potencial hidroeléctrico fluvial. Merece destacarse que la aplicación de un coeficiente para calcular el potencial fluvial neto define el límite superior de los recursos hidráulicos explotables sin hacer referencia a consideraciones de orden económico; es decir, el "potencial técnico máximo". En algún punto inferior a ese límite se encuentra el total de los recursos utilizables desde el punto de vista económico en un momento determinado. Este "potencial económico", que desde hace cierto tiempo ha acusado una leve tendencia al alza, puede estimarse a partir de la evaluación de todos los proyectos previsibles sobre la base de un criterio comparable; o puede determinarse de manera que incluya todos los proyectos cuyo costo unitario esté comprendido dentro de un límite superior aceptable. Este límite puede ser un múltiplo dado del costo específico de provisión de energía de valor equivalente en el diagrama de carga procedente de una fuente abastecedora alterna aceptada.<sup>3</sup>

#### b) Irregularidades de los recursos hidráulicos

Los métodos para comparar las fluctuaciones del potencial hidráulico se basan fundamentalmente en los principios de la curva de duración del caudal.<sup>4</sup> Si los valores sucesivos de los regímenes de descarga de determinados caudales expresados en  $m^3/s$  y considerados dentro de un intervalo determinado —un año o un período de treinta años— se disponen por orden de magnitud como ordenadas, colocando los mayores a la izquierda, la curva que resulta se presta para numerosas comparaciones. En primer lugar, se pueden expresar los valores como índices (coeficientes modulares) relativos al valor promedio de 100. Si las abscisas corresponden a subdivisiones de un año y la escala 100 de las ordenadas equivale, supongamos, a la distancia de medio año como abscisa, se pueden comparar las diversas características de distintas cuencas con respec-

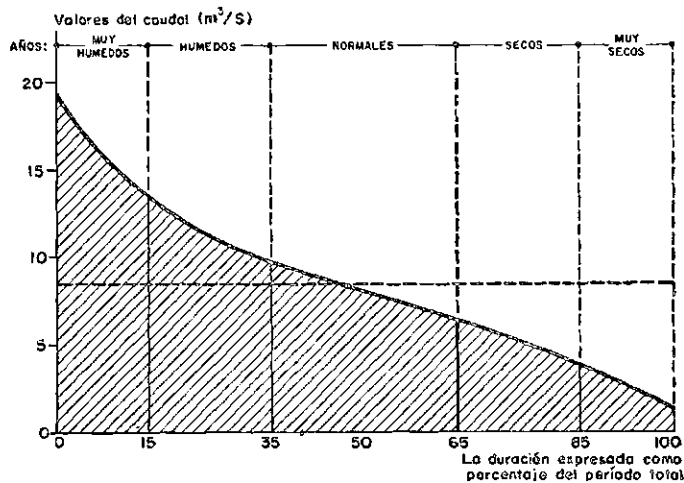
<sup>3</sup> En la bibliografía aparecen algunos artículos que tratan de este problema.

<sup>4</sup> Los coeficientes de hidraulicidad, que se calculan en algunos países, expresan el efecto de las desviaciones del caudal medio en términos de la productividad relativa del equipo hidroeléctrico existente.

Gráfico II

### MÉTODO PARA CLASIFICAR LAS CONDICIONES DEL CAUDAL

ESCALA NATURAL



to a la duración del potencial de energía cuando sus curvas respectivas se trazan en el mismo diagrama. Esto se aplica a características tales como la relación de descarga media y máxima, la deficiencia del volumen del caudal con respecto al promedio, etc.

También la curva de duración de caudal puede servir de base para clasificar los años o semestres hidrológicos en húmedos, secos y normales, como lo hace la ECE. Para este objeto se representan los valores de los promedios anuales (o de semestre) de los regímenes de descarga como curva de duración de caudal. Se clasifican como muy húmedos o muy secos los años que contienen respectivamente el 15 por ciento más elevado y el 15 por ciento más bajo de los valores; los que contienen el 20 por ciento siguiente se consideran húmedos o secos; y como normales, los que contienen el valor medio del 30 por ciento. (Véase el gráfico II.)

Este sistema puede, además, aplicarse al análisis de las diferencias regionales en la secuencia de los períodos húmedos y secos; o sea, su falta de simultaneidad en las diversas regiones. Se ha podido comprobar que esta diversidad merece mayor estudio en Europa, y para este objeto el sistema de clasificación ya mencionado se ha estado aplicando a una serie representativa de datos referentes a cuencas fluviales distribuidas ampliamente desde el punto de vista geográfico, siendo la base de comparación un período normal de 30 años (1920/21 a 1949/50). Cuando se emplea este método es posible hacer diversos tipos de análisis y comparaciones de la secuencia y la diversidad. En especial, su aplicación y un período común de referencia significa que el orden de importancia de todos los valores correspondientes a los caudales, y su clasificación en cuanto constituyen cifras representativas de años húmedos o secos, tiene un significado que es independiente de los límites actuales de desviaciones de las condiciones medias. La importancia de esto surge de que puedan

año, aunque en la práctica puede que ésta sólo llegue a un valor que fluctúe entre el 40 y el 60 por ciento.

Es útil, cuando se desea hacer una evaluación rápida del potencial hidroeléctrico interno y su distribución, comenzar por determinar y representar gráficamente el potencial bruto de superficie que corresponde al año medio, y, siempre que sea posible, hacer lo mismo para los períodos de invierno y verano que corresponden al año hidrológico que comienza el 1 de octubre. Esto implica dividir la superficie total en el mayor número posible de pequeñas captaciones para las cuales se disponga o se puedan calcular los valores medios correspondientes al agua escurrida, y se pueda determinar la mediana de la altura sobre el nivel del mar a partir de mapas en relieve. El cálculo más simple del potencial bruto de superficie para cada unidad de superficie se expresa en millones de kWh mediante la fórmula

$$\frac{FH}{367}$$

en que  $F$  = al caudal medio que se origina en la captación expresado en  $16^6 \text{ m}^3$ ; y  $H$  = la mediana de la altura (m por sobre el nivel medio del mar).

Para representar la distribución de los recursos brutos disponibles es sólo necesario trazar cada uno de los valores obtenidos (expresados en  $16^6 \text{ kWh/km}^2$ ), al centro de la unidad de superficie que le corresponde, e interpolar curvas que unan puntas de igual valor a intervalos convenientes. (Véase el gráfico I.) El detalle de la representación gráfica dependerá, por lo tanto, del número de unidades de captaciones empleadas. Es preciso destacar que aunque un mapa de este tipo da una imagen completa del potencial teórico hidráulico máximo, no indica necesariamente si, en la práctica, puede aprovecharse dicho potencial.

Este es el método uniforme adoptado por la ECE para determinar el potencial hidroeléctrico bruto de superficie. Sobre la base de los resultados obtenidos en los diferentes países de Europa se está preparando un mapa del potencial hidroeléctrico bruto de superficie a una escala de 1:2 500 000.

Quedan por analizar dos cuestiones de método. En muchos países no se dispone de datos adecuados completos sobre el caudal de algunas zonas y es necesario entonces calcular los valores necesarios para llenar cualquier vacío que se produzca. Esto, a veces, puede hacerse a través de la correlación, mediante el estudio de datos hidrológicos concretos de cuencas adyacentes de carácter similar. En otros casos es necesario determinar las relaciones de precipitaciones a escurrimiento para distintas captaciones y derivar el valor probable del escurrimiento a partir de las precipitaciones medias y de las pérdidas calculadas de precipitaciones.<sup>1</sup>

Otro problema es el que concierne a los países cuyos ríos no desembocan en su territorio sino que atra-

<sup>1</sup> Véase por ejemplo el método empleado en los estudios respectivos sobre Turquía y Grecia (documentos E/ECE/EP/131, Add.1 y ST/ECE/EP/6), realizados por la Secretaría de las Naciones Unidas (Ginebra, 1956 y 1960).

viesan una frontera. Si el estudio comprende más de un país, debe emplearse el método de cálculo referido al nivel del mar para fines cartográficos. Se pueden aplicar coeficientes a los cálculos referentes a determinadas cuencas con el fin de determinar el valor real de la parte del potencial que queda comprendido dentro de los límites del país en cuestión. En estos casos, cuando se desee determinar exclusivamente el potencial interno de un país, deben elegirse las cuencas de alimentación y sus niveles básicos, de una manera que permita determinar en la forma más apropiada los recursos que corresponden a cada cuenca. Es posible también distinguir entre el caudal que tiene su origen en una zona de captación y el que fluye a través de él desde un nivel superior. Este procedimiento, más engorroso, permitiría tener en cuenta hasta cierto punto la ubicación y la cantidad de los recursos disponibles.<sup>2</sup>

El potencial hidráulico bruto de superficie (al que se puede denominar "S") representa el máximo de energía teórica equivalente al escurrimiento total. Se le puede por tanto comparar con el potencial acumulado explotable económicamente ("R"). Se ha determinado que en aquellos países de Europa altamente electrificados, de características físicas similares, que disponen de información al día respecto del potencial acumulado, la relación R:S se aproxima a un valor general de 20 por ciento. No obstante, esta relación ha acusado una tendencia al alza durante los últimos años, a causa de la influencia que han ejercido factores de carácter técnico y económico. Cualquier conclusión de orden general debe tener en cuenta las condiciones fisiográficas, geológicas y económicas de los diferentes países y cuencas, ya que la proporción de emplazamientos aprovechables tiene cierto grado de relación con estos factores, e igualmente con la densidad del potencial de superficie.

Las cifras que aparecen en el cuadro siguiente proporcionan ciertas indicaciones medias para países de Europa con diferentes grados de electrificación y distintas condiciones climáticas y de emplazamiento. Se puede considerar que las condiciones de Suecia son excepcionales desde el punto de vista económico y que dan una relación máxima a consecuencia de que la estructura geológica y la topografía relacionada con ella son favorables.

País	Potencial hidráulico bruto de superficie		
	Total anual ( $10^9 \text{ kWh}$ )	Densidad ( $10^6 \text{ kWh/km}$ )	Explotable como porcentaje del potencial bruto
Italia . . . . .	318.0	1.02	19.7
Suecia . . . . .	196.1	0.44	43.4
Suiza . . . . .	144.0	3.49	22.9
Turquía . . . . .	536.5	0.70	19.9

<sup>2</sup> Los dos métodos descritos proporcionan idénticos resultados totales. No hace mucho en Suecia se hizo una nueva evaluación anual y estacional del potencial bruto de superficie, empleando ambos métodos.

4. *Assessment of Gross Surface Hydro-electric Potential for Greece* (ST/ECE/EP/6 - 1960).

b) *Documento de la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente* (Bangkok, Tailandia).

1. *Report of the Working Party on Assessment on Hydro-electric Potentials to the Sub-Committee on Electric Power* (E/CN.11/I & NR/Sub. 1/2 - 1957).

c) *Otros documentos*

1. T. Berglund y S. O. Larsson, *Gross Mean Hydro-electric Potential in Sweden* (Consejo Estatal de Energía, Estocolmo, 1959). En este informe se emplearon los métodos descritos en este documento.

2. *Austrian Hydro-power Register: Gross River Potential* (Ministerio de Comercio y Reconstrucción, Viena, 1960). Este estudio constituye un ejemplo de evaluación nacional del potencial fluvial.

3. *Directives pour l'étude comparative de la rentabilité d'avant-projets d'usines Hydrauliques* (Association Suisse pour l'Aménagement des Eaux, Berna, 1949).

4. M. Rousselier, *L'inventaire total des ressources Hydrauliques comme base des plans généraux de développement* (Sesión Parcial de Río de Janeiro de la Conferencia Mundial de Energía, 1954).

5. A. J. Dilloway, *Assessment of Hydro-electric Potential in Regions Subject to Rapid Economic Development* (Conferencia Mundial de Energía, Viena, 1956).

6. A. J. Dilloway, *Comparative Study of Hydro-electric resources as exemplified by European Experience* (Sesión Parcial de Madrid de la Conferencia Mundial de Energía, 1960).

influir en los coeficientes reales que representan este límite, el tamaño de la cuenca y otros factores físicos.

Otro indicador útil de las fluctuaciones de los recursos hidráulicos es el índice de irregularidad del caudal del curso de agua; es decir, la relación del volumen del embalse que teóricamente se necesitaría para regularizar el caudal anual del río al volumen real de ese caudal anual. Se emplea para calcular el valor medio de ese índice, el promedio de una serie de valores anuales reales. Es posible trazar la distribución de esta característica de irregularidad dentro del año, por medio de curvas que unen puntos de igual valor interpoladas entre los valores del índice trazados en el punto central de cada unidad de captación de una extensa zona.<sup>5</sup>

El objeto de cualquier análisis general de la secuencia y diversidad regional de las fluctuaciones anuales de los recursos hidroeléctricos de una zona que puede comprender varios países, es, en primer término, permitir el aprovechamiento de las posibilidades de desarrollo en la forma más económica posible; y en segundo, dilucidar las condiciones que deben cumplirse para garantizar el máximo de seguridad en el abastecimiento de energía hidráulica. Si bien en algunos países se han estudiado los efectos de las variaciones de caudal sobre el potencial hidroeléctrico, también sería importante hacer el estudio comparativo de esas condiciones dentro de un cuadro regional más amplio; lo que en algunos casos ya ha dado frutos en la práctica.

### c) *Comparación de los cambios a corto plazo de las condiciones hidráulicas*

La carencia de suficientes datos hidrológicos, sobre todo en lo que se refiere a series actualizadas registradas sobre una base común, es uno de los principales obstáculos para la evaluación de los recursos hidroeléctricos. Además, el conocimiento que se tenga sobre las condiciones de las diversidades a corto plazo en las desviaciones de los promedios estacionales en diferentes cuencas es de gran importancia práctica por razones de explotación, en gran parte a causa de razones simi-

<sup>5</sup> Las especificaciones para construir un índice de esta naturaleza han sido establecidas por el Comité de Energía Eléctrica de la ECE y publicadas en el documento E/ECE/EP/205 (Naciones Unidas, Ginebra, 1959).

lares a las analizadas anteriormente. También se necesita disponer de esta información para realizar investigaciones que tengan por objeto evaluar las perspectivas de producción a corto plazo. Para dar cumplimiento a los objetivos mencionados en último lugar, se debe disponer de estos datos con el mínimo de demora.

Por lo tanto, el registro de los promedios mensuales y semestrales de caudal y sus desviaciones con respecto a los promedios a largo plazo de una serie ampliamente distribuida de cuencas representativas, tiene dos finalidades: proporcionar una serie continua de registros uniformes que puedan servir de base para investigar algunas de las características principales del potencial hidráulico en una zona lo más extensa posible; y también puede ser de gran valor para determinar los límites de los cambios mensuales de hidraulicidad que deben ser compensados por plantas hidráulicas y otros elementos consumidores de agua.

La Comisión Económica para Europa prepara y publica regularmente un Boletín Semestral sobre las condiciones de hidraulicidad en Europa, de acuerdo con las especificaciones redactadas por el Grupo de Expertos para el Estudio de los Recursos Hidroeléctricos del Comité de Energía Eléctrica,<sup>6</sup> para hacer patente las ventajas de la aplicación de un método regional en gran escala a esos datos. El Boletín mencionado contiene información que se basa en aproximadamente sesenta registros de aforo representativos de cuencas distribuidas convenientemente en todo el continente europeo. Incluye, además de los promedios mensuales, semestrales y anuales de regímenes de descarga expresados en m<sup>3</sup>/s referidos al año hidrológico que comienza el 1 de octubre, los coeficientes modulares para esos períodos, estando estos relacionados a un período de veinte años considerado como base (1930/31 a 1939/40 y 1945/46 a 1954/55).

También se prepara un mapa que acompaña a cada edición del Boletín, en el que se indica la distribución de las condiciones promedio en cada período semestral. La publicación está destinada a ofrecer una base internacional más amplia para la realización de estudios nacionales.

<sup>6</sup> *Half Yearly Bulletin on Conditions of Hidraulicity in Europe* (Naciones Unidas, Ginebra - Vol. 1, No. 1, 1959; Vol. 1, No. 2, 1960).

## BIBLIOGRAFÍA

Además de las fuentes de información del ECE sobre problemas concretos, que aparecen en las notas al pie de página, la bibliografía anotada a continuación abarca varios de los aspectos generales de los temas analizados. Los documentos preparados para el Comité de Energía Eléctrica de la ECE tratan más extensamente que este documento los diversos temas. El informe de la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente contiene un resumen de los métodos de trabajo adoptados sobre la materia por ese organismo.

### a) *Algunos documentos de la Comisión Económica para Europa, publicados por las Naciones Unidas*

1. *Hydro-electric Potential in Europe and its Gross Technical and Economic Limits* (E/ECE/EP/131 - 1953).
2. *Extension of the General Study to Turkey* (E/ECE/EP/131, Add. 1 - 1955).
3. *Regional Characteristics of Europe's Hydro-electric Resources* (EP/WP.2 Documento de trabajo No. 8 - 1958).

bable una generación anual de 1 725 millones de kWh con diversas plantas que tendrán una capacidad total instalada de 380 000 kW.

Las posibilidades totales de generación hidroeléctrica, son:

Proyecto	Caída	Volumen anual (Millones de m <sup>3</sup> )	Generación anual (Millones de kWh)	Capacidad instalada (Miles de kW)
<i>Río Lerma</i>				
Espejel . . . . .	48	300	30	10
San Pedro Potla . . . . .	52	320	35	10
Temazcalcingo . . . . .	30	400	25	10
Tepuxtepec Dos . . . . .	114	504	118	40
Zirizícuaru . . . . .	98	490	140	30
Solis . . . . .	40	840	60	16
San Antonio . . . . .	36	800	60	14
Salvatierra . . . . .	45	660	60	14
Zoró . . . . .	105	800	160	42
<i>Total . . . . .</i>	<i>568</i>		<i>688</i>	<i>186</i>
<i>Río Santiago</i>				
Paso de Guadalupe . . . . .	85	1 000	166	30
San Cristóbal . . . . .	100	1 150	230	50
Santa Cruz . . . . .	70	1 400	186	50
Santa Rosa . . . . .	80	1 900	290	60
Toluca, Jal. . . . .	115	1 900	413	80
San Pedro Analco . . . . .	70	1 950	267	50
Plan de Barrancas . . . . .	120	2 350	510	150
El Tigre . . . . .	65	2 400	300	60
El Calabozo . . . . .	85	2 450	408	80
Aguamilpa . . . . .	105	4 000	753	200
<i>Total . . . . .</i>	<i>895</i>		<i>3 523</i>	<i>810</i>
<i>Afluentes del Santiago</i>				
Río Verde . . . . .	600	400	500	120
Río Juchipila . . . . .	300	200	125	30
Río Bolaños . . . . .	750	450	600	150
Río Huaynamota . . . . .	400	600	500	80
<i>Total . . . . .</i>			<i>1 725</i>	<i>380</i>

Esto hace un conjunto aproximado de 6 000 millones de kWh al año, al instalarse un total de 1 millón 300 000 kW.

### 3. Consumos de energía

Durante 1960 se generaron en la cuenca 700 millones de kWh de energía hidroeléctrica, y el incremento observado en el consumo es de alrededor de un 8 por ciento anual. Este incremento es menor del que se hubiera tenido si la generación eléctrica se hubiera hecho con más amplitud. En realidad, no se han podido extender redes eléctricas a muchas regiones, porque la generación siempre ha sido insuficiente.

Tomaremos, sin embargo, el 8 por ciento observado como incremento anual y partiendo de esta base deben calcularse los consumos probables para los años futuros.

De estos cálculos se deduce que todas las posibilidades de generación dentro de la cuenca quedarán agotadas para 1990, en que se necesitaría satisfacer un consumo de 7 042 millones de kWh de energía hidroeléctrica.

Es claro que en el desarrollo futuro se agotarían primero las posibilidades en el Lerma, por ser sus proyectos más baratos que los del Santiago y por quedar dentro del propio mercado, en una zona mejor poblada, con mejores comunicaciones y con instalaciones industriales en desarrollo.

No debe olvidarse que para satisfacer el consumo total se tendrán que seguir instalando las plantas térmicas de apoyo a la generación hidráulica, en los lugares que se estimen más convenientes para su eficacia.

### 4. Erogaciones necesarias

Teniendo en cuenta todos los presupuestos preliminares elaborados para algunos de los proyectos que se recomiendan, es bastante aproximado suponer que se requiere invertir un peso mexicano al año por cada kWh que se necesite producir.

Quiere decir que si no cambiara el costo de las obras, se requeriría gastar en el período que termine en 1990, para realizar todas las posibilidades señaladas, un total de 6 300 millones de pesos, con inversiones anuales que variarían de 65 millones en 1962 a 522 millones en 1989.

Sólo con ese ritmo de inversiones sería posible abastecer el consumo siempre creciente de energía hidroeléctrica, generada en la cuenca con un incremento anual del 8 por ciento.

Después de 1990 no habría más recursos hidroeléctricos factibles de desarrollo, y deberán satisfacerse las crecientes necesidades de fluido, recurriendo a generaciones térmicas, geotérmicas o atómicas.

Como la cuenca está atravesada longitudinalmente por una enorme falla y su parteaguas al sur es exactamente el cinturón volcánico que cruza el país, es indudable que existen muchas posibilidades de generar energía geotérmica, habiéndose hecho ya, con éxito, exploraciones y perforaciones en la zona de Ixtlán, Michoacán, por la Comisión Federal de Electricidad.

### 5. Aspectos económicos

La cuenca Lerma-Chapala-Santiago —situada en la parte central de México, en zona de excelente clima, precipitación pluvial suficiente, con poblaciones ya establecidas, sin problema de colonización, con la mayoría de sus terrenos en altitudes comprendidas entre 1 500 y 2 000 metros sobre el nivel del mar, con densidad de población conveniente y centros culturales bastante aceptables—, presenta condiciones favorables en el as-

# POSIBILIDADES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA EN LA CUENCA LERMA-CHAPALA-SANTIAGO

por la *Secretaría de Recursos Hidráulicos de México (Comisión Lerma-Chapala-Santiago)* \*

## Introducción

De acuerdo con los recursos disponibles, la planeación del aprovechamiento integral del agua en la cuenca, tiende a lograr lo siguiente:

a) Abastecer de agua potable a ocho millones de habitantes en el futuro. En la actualidad se abastece en forma adecuada a 1 500 000 habitantes y se planean obras para el abastecimiento de 1 500 poblaciones que cuentan con más de 500 habitantes.

b) Mejorar los rendimientos de las 280 000 hectáreas regadas actualmente. Aumentar la superficie de riego a 600 000 hectáreas.

c) Zonificar las tierras de temporal para implantar los cultivos más adecuados, según las condiciones termopluviométricas.

d) Promover la conservación del suelo y del agua, mejorando las condiciones de las regiones que deban ser de bosques y pastizales.

e) Desarrollar todas las posibilidades de generación hidroeléctrica, para pasar de los 200 000 kW instalados hoy, a un total de 1 500 000 kW. Se generarán 6 700 millones de kW al año, en lugar de los 700 millones que se producen actualmente.

f) Abastecimiento de agua suficiente y adecuado, a las diversas zonas industriales en desarrollo o que se proyecten.

Concretaremos esta exposición al punto e), reseñando lo que se ha realizado y planteando las posibilidades futuras de desarrollo.

## 1. Antecedentes

En 1890 se construyó la primera planta hidroeléctrica en la cuenca.

A la fecha funcionan 8 plantas hidroeléctricas principales con 185 000 kW instalados, que generan un promedio anual de 650 millones de kWh.

Existen, además, 20 plantas menores, que producen 50 millones de kWh anuales, con una capacidad instalada de 15 000 kW en total.

Otras 10 plantas generan energía para usos industriales propios.

Como apoyo para la generación hidroeléctrica hay 44 plantas térmicas con 70 000 kW de capacidad instalada.

La generación anual de estas plantas es variable, dependiendo de la cantidad de agua disponible.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.11.

## 2. Posibilidades

### a) Río Lerma

De la salida del valle de Toluca a 2 565 metros sobre el nivel del mar a la entrada de lago de Chapala con 1 525 metros de elevación, existe un desnivel de 1 040 metros, de los cuales se aprovechan unos 250 metros.

En el futuro podrán aprovecharse 568 metros más, sin perjuicio del riego y avenamiento de los 8 valles escalonados que atraviesa el río Lerma.

Esto permitirá la instalación de 9 plantas hidroeléctricas, las que con 186 000 kW de capacidad instalada, podrán producir un promedio de 688 millones de kWh al año.

Los 9 aprovechamientos que se planean, son atractivos por su bajo costo; por quedar en una zona perfectamente poblada y comunicada, lo que asegura el inmediato consumo, y por no requerir líneas de conducción a distribución costosas, por existir ya en la región líneas de alta tensión que facilitarán las interconexiones.

Contando con líneas térmicas de apoyo, será firme toda la energía hidroeléctrica que se genere en las plantas propuestas.

### b) Río Santiago

El río Santiago tiene su origen en el lago de Chapala, vaso regulador de las aportaciones de una cuenca de cerca de 50 000 km<sup>2</sup>.

Su capacidad útil actual, de casi 7 000 millones de m<sup>3</sup> fue lograda mediante obras realizadas para mejorar sus condiciones naturales.

El río Santiago recorre en sus primeros 60 km los valles planos de Poncitlán y Atequiza, para caer después al fondo de una abrupta barranca de más de 400 km de longitud y en la cual se dispone de un desnivel de 1 425 metros desde el Salto de Juanacatlán con una elevación de 1 509 metros hasta Aguamilpa, de elevación de 84 metros, donde deberán derivarse sus aguas para el riego de la zona costera.

Actualmente, se aprovechan 300 metros de este desnivel y en el futuro se pretende aprovechar otros 895 metros para generar 3 523 millones de kWh al año, con capacidad total instalada en 10 plantas escalonadas de 810 000 kW.

### c) Afluentes del Santiago

En los cuatro afluentes principales del Santiago, ríos Verde, Juchipila, Bolaños y Haynamota, se estima pro-



## PLANEACIÓN REGIONAL DEL APROVECHAMIENTO INTEGRAL Y ARMÓNICO DE LOS RECURSOS HIDRÁULICOS DE MÉXICO

por Oscar Benassini \*

### Introducción

En 1926 el gobierno federal estableció la Comisión Nacional de Irrigación, con el objetivo básico de desarrollar una vigorosa política de riego, para aumentar la insuficiente producción agrícola nacional de acuerdo con las necesidades de una creciente población.

Antes de que existiera dicha Comisión se hacían sólo aprovechamientos aislados e independientes, para resolver problemas locales y destinados exclusivamente a un fin —riego, desarrollo de energía hidroeléctrica, abastecimiento de agua a centros de población, etc.— y eran producto de la iniciativa privada. El estado, en efecto, no tenía más intervención que otorgar la concesión requerida para el uso de las aguas. Por otra parte, en ningún caso se daba a las presas una capacidad adicional para control de avenidas, a fin de proteger contra inundaciones y, mucho menos, se pensaba en construir obras destinadas a ese fin. Un grave obstáculo para el fomento de embalses era la falta de datos sobre los regímenes de los ríos, así como de un conocimiento adecuado de las cuencas.

El vasto plan de acción encomendado a la Comisión Nacional de Irrigación comprendió una labor sistemática de toda clase de estudios e investigaciones encaminados a preparar un plan nacional de riego, que sirviera de base y guía para los trabajos futuros. Se establecieron entonces gran número de estaciones climatológicas e hidrométricas que permitieran conocer el régimen irregular y errático de nuestros ríos y sentar las bases para iniciar el inventario de los recursos hidráulicos del país. Se emprendió el estudio en gran escala de los suelos de México; se realizaron levantamientos topográficos y fotogramétricos de vasos de almacenamiento, sitios para la construcción de presas, terrenos regables, etc., así como el estudio de conducciones; elementos todos que permiten combinar los recursos agua y suelos en forma óptima. Las necesidades del trabajo exigieron laboratorios de concreto, de hidráulica, de mecánica de suelos, de tierras, de fotoelasticidad, etc., que permiten controlar los cálculos y estudios, y ejecutar las obras con notable economía en la construcción y mejorando la técnica en cuanto al diseño y la construcción de obras hidráulicas.

Se inició el desarrollo de aprovechamientos basados en la técnica más avanzada y destinados por lo menos a otro fin, además de su función básica de riego.

Adquirido el concepto científico actual sobre los

recursos naturales, que considera el aprovechamiento racional del agua como el principal medio para mejorar el ambiente natural en todas sus formas y adaptarlo a la vida civilizada —o sea, que el agua es el eje alrededor del cual debe girar el aprovechamiento de los demás recursos naturales—, se transformó en 1946 la Comisión Nacional de Irrigación en la actual Secretaría de Recursos Hidráulicos, ampliando sus facultades y funciones.

La Secretaría de Recursos Hidráulicos estudia cada cuenca y la manera de aprovechar las aguas en riego, desarrollo de energía hidroeléctrica, abastecimiento de agua a centros de población, usos domésticos, municipales, comerciales e industriales; fines recreativos, desarrollo de la fauna acuática, navegación, etc., así como las indispensables obras de control de avenidas para protección contra inundaciones.

Los aprovechamientos se construyen generalmente para usos múltiples, tratando de resolver con cada presa el mayor número de problemas, tanto para obtener del agua y de la obra en sí toda la utilidad posible, como para realizar aprovechamientos con embalses que serían incosteables si se destinaran a un solo fin, ya sea riego, generación de energía, o defensa contra inundaciones, y que resultan económicos si sirven simultáneamente a varios propósitos.

En las presas construidas para riego se procura, siempre que es posible económicamente, generar energía hidroeléctrica, primaria o secundaria, que interconectada con la de los grandes sistemas eléctricos permite disponer de la energía firme necesaria para la electrificación de las ciudades y el campo, así como para aprovechar en forma intensiva los recursos hidráulicos subterráneos y para el desarrollo industrial de vastas zonas dentro del área de influencia. La práctica demuestra que la electricidad sirve para cubrir la mayor parte del costo de las obras hidráulicas que la hacen factible. Así, la política general de la Secretaría de Recursos Hidráulicos está encaminada a construir obras que simultáneamente sirvan para riego y para el desarrollo de la energía hidroeléctrica.

La Secretaría de Recursos Hidráulicos ha estructurado la planeación del aprovechamiento de los Recursos Hidráulicos de México, basada en un inventario de los recursos hidráulicos disponibles, que permite combinarlos racional y armónicamente y programar su aprovechamiento actual y futuro. Esta planeación se aprovecha para formular los programas de trabajo de la propia Secretaría, que son el resultado de un cuida-

\* Resumen del documento sin número que bajo el mismo título presentó el autor.

pecto humano y perspectivas muy atractivas para una rápida superación en los niveles de vida de sus habitantes, objetivo principal de nuestra planeación, si con energía suficiente se puede aumentar la producción agrícola y estimular la industrialización.

Como hay posibilidades de generación hidroeléctrica a todo lo largo de la cuenca, se facilitará la mejor

distribución de las nuevas industrias, colocándolas donde armonice mejor el abastecimiento de materias primas y los mercados para los productos elaborados en sus factorías.

Consideramos que la recuperación de las inversiones que se destinen a desarrollar los recursos hidroeléctricos de la cuenca, está ampliamente garantizada.

por ciento del país), son de terrenos muy accidentados, con pendientes mayores del 25 por ciento.

Las áreas de labor o laborables de México están comprendidas en los 71.0 millones de hectáreas de terrenos llanos, ya que se considera generalmente que los terrenos agrícolas con pendientes mayores del 10 por ciento sufren los efectos de la erosión y requieren la aplicación de métodos de cultivo especiales, que incluyen prácticas de conservación del suelo; y las tierras con pendientes mayores del 25 por ciento son impropias para la agricultura.

Las zonas favorables para el desarrollo de embalses hidroeléctricos se encuentran en la zona de terrenos accidentados, con pendientes mayores del 10 por ciento, que abarca 125.4 millones de hectáreas y corresponde al 64 por ciento del área total del país.

Los aprovechamientos hidroeléctricos que se hacen en el sector de terrenos llanos deben desarrollarse en combinación con el riego o formando parte de embalses para usos múltiples.

En algunas regiones se presentan condiciones muy favorables para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos, que además de su función básica, contribuirían al control del río. En vastos sectores de algunas regiones, que en total abarcan un 13 por ciento del territorio, o sea, 25.0 millones de hectáreas, se pueden desarrollar aprovechamientos hidroeléctricos de este tipo, que tendrían una reducida interferencia con los aprovechamientos en riego, pero que, invariablemente, deben coordinarse con éstos.

En la región noroeste 14.0 millones de hectáreas —el 40 por ciento de la zona— son favorables para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos. El terreno desciende desde los parteaguas de la Sierra Madre Occidental, con elevaciones superiores a 3 000 metros hasta unos 200 metros sobre el nivel del mar. La mayor parte del escurrimiento de las 15 corrientes principales que avanan esta región se genera precisamente en el área antes delimitada.

En la región Lerma-Chapala-Santiago la zona típica para aprovechamientos hidroeléctricos está ubicada aguas abajo del lago de Chapala, con una extensión de 3.5 millones de hectáreas, o sea, cerca del 28 por ciento del área total de este sistema hidrográfico, ofreciendo posibilidades muy atractivas para generación de energía, sobre el propio río Santiago, que desciende desde el lago de Chapala, desde una altura de 1 500 metros hasta el nivel del mar, y en sus afluentes, todos con una gran potencialidad de escurrimiento.

En la parte superior de las cuencas de los ríos que avanan la región Pacífico Sur se define una zona de 3.7 millones de hectáreas, que corresponde aproximadamente al 40 por ciento del área total de la región, y que ofrece favorables posibilidades para la generación de energía. Los ríos tienen una gran potencialidad y su escurrimiento se genera, precisamente, en la zona delimitada.

En la porción media de la región denominada Cuenca del río Pánuco, que abarca unos 3 millones de hec-

táreas —cerca del 40 por ciento del área total de la cuenca— y que constituye un escalón entre la altiplanicie y la llanura costera, la topografía tiene un relieve muy accidentado, las corrientes cortan a la Sierra Madre Oriental atravesando profundos cañones y formando rápidas sucesivas. Es la zona ideal para el desarrollo de grandes aprovechamientos hidroeléctricos, que contribuirán a regularizar el régimen torrencial de los ríos en beneficio de las zonas bajas.

En la región Golfo Centro el área favorable para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos abarca 800 000 hectáreas, que corresponde a cerca del 20 por ciento del área total de la región. Los ríos son de una gran potencialidad, y las condiciones topográficas muy favorables para esta clase de aprovechamientos. La regularización del régimen de estas corrientes en la zona alta favorecería el desarrollo agrícola de la planicie costera.

En las regiones restantes, los aprovechamientos hidroeléctricos deben quedar incluidos generalmente en las obras destinadas a usos múltiples, o bien deben coordinarse con los aprovechamientos en riego, por estar en contacto o sobrepuestos con éstos.

#### 4. Aprovechamiento del agua

El abastecimiento de agua a centros de población tiene preferencia sobre todas las otras clases de aprovechamientos y puede entrar en cualesquiera de las etapas, de acuerdo con las necesidades y las demandas; comprende usos domésticos, municipales, comerciales e industriales.

Para atender las necesidades de una ciudad como México, con cerca de 5 millones de habitantes, se requieren 1 100 millones de m<sup>3</sup> anuales, que corresponden a un gasto medio diario de unos 35 m<sup>3</sup>/seg.

Actualmente, se dispone de muy pocos datos relativos a los volúmenes de agua que se consumen en nuestro país por este concepto. De la cantidad de agua que se usa, la industria se autoabastece en gran parte con aguas provenientes del subsuelo.

México se encuentra en proceso de industrialización, y la mala distribución de nuestros recursos hidráulicos es un factor limitante, que en algunos casos ya está provocando choques de intereses en el aprovechamiento del agua.

En vastas regiones de México es imposible el desarrollo de la agricultura sin riego. El 63 por ciento del área de nuestro país carece de la humedad natural necesaria para producir cosechas y las tierras permanecen improductivas si no se riegan. En algunas zonas crecen pastos que permiten mantener una ganadería extensiva. En cerca del 31 por ciento del territorio se cuenta con un régimen pluviométrico deficiente, que permite eventualmente el desarrollo de cultivos de temporal durante la estación de lluvias. El 5 por ciento del área disfruta de una precipitación suficiente y bien distribuida, la que hace factible cosechas anuales aunque en algunos períodos se requieran riegos de auxilio para au-

doso estudio de prioridades, y todas las obras que se realizan están coordinadas para el aprovechamiento óptimo de los recursos de cada cuenca o región.

Los aprovechamientos hidráulicos que realizan otras Instituciones deben invariablemente de coordinarse con los de la Secretaría de Recursos Hidráulicos, según lo establecen las leyes respectivas, a fin de evitar un sobreaprovechamiento peligroso del agua, que ya es notable en algunas cuencas.

### 1. Necesidades de agua

El consumo de agua por el hombre varía en relación directa con el grado de civilización alcanzado por la sociedad en que vive.

En México se estima que para satisfacer todas sus necesidades domésticas, comerciales, industriales y municipales, se requiere un promedio de 600 litros por día, o sean unos 220 m<sup>3</sup> por año. Este volumen incluye el agua para beber, lavar, limpiar, refrigerar, regar jardines privados y públicos, extinguir incendios, alimentar animales, usos industriales, etc.; pero al considerar que en la mayor parte de México la cantidad y distribución de la lluvia no basta para producir cosechas que permitan alimentar a la población, a aquel volumen debe agregarse un promedio de 1 000 m<sup>3</sup> por año para regar unos 1 000 m<sup>2</sup> de tierra destinada a fines agropecuarios, para cada persona. Esto es, para resolver todas sus necesidades de agua el hombre requiere conservadoramente en total, un volumen medio anual de 1 220 m<sup>3</sup> por habitante.

Para satisfacer las necesidades de agua de los 35.5 millones de habitantes de México, se requerirá, en número redondo, un volumen de 43 300 millones de m<sup>3</sup>, lo que equivale a un gasto medio diario de 1 373 m<sup>3</sup>/seg.

### 2. Recursos hidráulicos

#### a) Superficiales

La forma angosta y alargada de México y sus altas cadenas montañosas que lo cruzan longitudinalmente, determinan ríos con cuencas de captación reducidas, corto recorrido y fuertes pendientes; factores que, unidos a la irregularidad de las lluvias y a su concentración en unos cuantos meses, así como a la situación de México con relación a las trayectorias ciclónicas y a la ausencia de nevadas, hacen que el régimen de las corrientes sea eminentemente torrencial y, por consecuencia, difícil de aprovechar en su estado natural.

El volumen medio anual escurrido por los ríos de México es de alrededor de 360 000 millones de m<sup>3</sup>, que corresponde a 11 416 m<sup>3</sup>/seg. Sin embargo, la mala distribución regional de estos recursos impide coordinar su aprovechamiento local, regional o nacionalmente en forma ventajosa.

Por ejemplo, mientras las grandes planicies del norte carecen de agua, la región sureste, que cubre menos del 10 por ciento del país e incluye las cuencas de los

ríos Papaloapan, Coatzacoalcos, Tonalá, Grijalva y Usamacinta, cuenta con su escurrimiento medio anual de 175 000 millones de m<sup>3</sup>; o sea, cerca del 50 por ciento del volumen escurrido por todos los ríos de México. Sólo una pequeña parte de este volumen puede aprovecharse en riego.

#### b) Subterráneos

México todavía no dispone de un inventario de sus recursos hidráulicos subterráneos renovables; en realidad, las únicas regiones que se han estudiado en detalle son algunas de las que se encuentran en explotación intensiva.

En el norte de México se han desarrollado importantes aprovechamientos de aguas subterráneas, sobre todo en los lugares donde se dispone de energía para trabajar con equipos de bombeo y donde pueden desarrollarse cultivos remunerativos, que permiten aumentar el costo de producción.

Más del 80 por ciento del agua que se aprovecha en México proviene de fuentes superficiales; el resto es de aguas subterráneas. Sin embargo, todavía existen vastas regiones donde prácticamente no se ha intentado un aprovechamiento intensivo.

Los aprovechamientos que se hacen en la actualidad de las aguas subterráneas permiten regar cerca de 750 000 hectáreas, y sirve para innumerables usos domésticos, industriales, municipales, etc.

En los últimos años se ha iniciado la explotación de las aguas subterráneas dentro de los límites de los distritos de riego, haciéndose un aprovechamiento combinado de estas aguas con las superficiales, lo que contribuye a mejorar las condiciones de avenamiento de los terrenos de riego. En el distrito de riego del río Colorado se está haciendo un aprovechamiento de este tipo, disponiéndose de cerca de 600 pozos que permiten extraer 90 m<sup>3</sup>/s. En otros distritos se están desarrollando zonas inmediatas, aprovechando todas las facilidades, especialmente la energía generada en las grandes plantas hidroeléctricas instaladas en las presas.

En la actualidad se extraen del subsuelo unos 13 000 millones de m<sup>3</sup> anuales que se destinan principalmente para riego de terrenos de las zonas árida y semiárida del país.

### 3. Conformación del terreno

México es uno de los países más montañosos de la tierra, lo que origina gran parte de los contrastes e irregularidades del clima y hace que predominen a través del territorio las fuertes pendientes, que limitan muy seriamente la extensión y la calidad de las tierras disponibles para fines agrícolas.

De los 196.4 millones de hectáreas que comprende el país, 71.0 millones (36 por ciento del territorio), son de tierras llanas, con pendientes menores de un 10 por ciento; 67.5 millones (34.5 por ciento), corresponde a terrenos con pendientes que fluctúan entre el 10 y el 25 por ciento, y 57.9 millones de hectáreas (29.5

a un conjunto de cuencas interdependientes en alguna forma y en otros a una cuenca completa, para estudiar el aprovechamiento escalonado de sus recursos. También hay regiones que sólo abarcan parte de una cuenca.

El estudio integral de las cuencas o zonas que constituyen cada región, así como de su interdependencia con las cuencas vecinas, permite demarcar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidráulicos dentro de la propia región para resolver las necesidades de la misma, conservando el equilibrio establecido por la naturaleza.

El aprovechamiento de las aguas subterráneas se realiza generalmente en combinación con el de las aguas superficiales, supliéndolas en las zonas donde hay escasez de éstas y complementándolas en otras zonas para satisfacer las necesidades regionales.

Con las obras que se han realizado para ligar dos o más sistemas hidrográficos se va superando el concepto de cuenca como solución a la planeación regional, y ya se conduce agua desde una cuenca donde abunda o no tiene aplicación este recurso básico, a otra cuenca donde debe satisfacerse una demanda o el agua tiene un alto valor. Ello es posible gracias al progreso de la técnica, que ha hecho factible conducir grandes volúmenes de agua a grandes distancias, perforando túneles y venciendo fuertes desniveles mediante bombeo. En lo futuro, cuando se pueda disponer de energía barata, será posible emprender obras aún de mayor magnitud y hacer conducciones a mayores distancias a través de límites naturales, que permitan resolver problemas de falta de agua de regiones que hasta ahora se consideran como inhabitables e improductivas por falta de este recurso.

En México existen algunos importantes ejemplos de conducciones de agua de este tipo. El Gran Canal del Desagüe, el Tajo de Nochistongo y el Túnel del Lerma ya ligan, en el valle de México, los sistemas hidrográficos del río Lerma-Chapala-Santiago, que fluye hacia el océano Pacífico con el río Pánuco, que descarga en el golfo de México. El desarrollo futuro del Valle puede requerir otra conexión, esta vez con el río

Balsas, a través de la vertiente continental, lo cual resultará en un intercambio hidrológico entre cuatro grandes cuencas vecinas.

Existen, además, otras obras de este tipo, como el canal principal del distrito de riego de Valsequillo, que conduce aguas de la cuenca del río Balsas al valle de Tehuacán, en la cuenca del río Papaloapan; en la Región Lagunera se conducen aguas de la cuenca del río Nazas a la cuenca cerrada de Tlahualillo, por medio del canal de ese nombre. En el distrito de riego de Tarecuato, se conducen aguas del río Balsas hacia la cuenca del río Lerma, a través del túnel de Tarecuato.

Este tipo de conducciones permitirá ampliar la superficie de riego, desarrollar grandes aprovechamientos hidroeléctricos y, en general, mejorar el aprovechamiento de los recursos hidráulicos del país en una forma ahora insospechada.

Para planificar el aprovechamiento integral y armónico de los recursos hidráulicos, la Secretaría de Recursos Hidráulicos está haciendo un cuidadoso inventario de dichos recursos.

Ya se dispone de evaluaciones preliminares de los recursos de cada región, y se conoce aproximadamente la manera de combinarlos, en cada caso, para hacer el aprovechamiento óptimo. En unos, se cuenta con estudios definitivos, topográficos, hidrológicos, geológicos, geohidrológicos, agrológicos, hidroeléctricos, etc. que permiten conocer la magnitud y características de las obras; en algunos, hay estudios preliminares que muestran la magnitud de los aprovechamientos, y en otros se han practicado reconocimientos que permiten ubicar los aprovechamientos y hacer su evaluación aproximada.

Los recursos y posibilidades de cada región son muy variables y dependen de gran número de factores, entre los que la extensión significa poco y los aspectos fisiográficos, hidrológicos, climatológicos, etc. intervienen en forma decisiva. Cada región cuenta con las condiciones especiales para el desarrollo de determinado tipo de aprovechamiento, que en otra región fracasaría o produciría muy bajo rendimiento.

mentar los rendimientos. En el 1 por ciento restante, el riego es innecesario, pero se precisan costosas obras de control y encauzamiento de los ríos, así como de defensa, avenamiento y desagüe de los terrenos. Sin un avenamiento adecuado, los terrenos son pantanos improductivos, mientras que con obras de defensa y avenamiento el nivel freático puede ser conservado a una profundidad conveniente.

En general, puede afirmarse que la agricultura de temporal es antieconómica en las zonas áridas y semiáridas.

En México se riega una superficie aproximada de 3.2 millones de hectáreas; o sea, cerca del 30 por ciento de la superficie total cultivada.

El futuro agrícola de México está basado en la explotación de 30 millones de hectáreas de tierras de cultivo, el 15 por ciento del área total del país. El aprovechamiento óptimo de las aguas superficiales permitirá el riego de 8.2 millones de hectáreas; otros 3 millones de hectáreas pueden regarse con aguas subterráneas; y en el resto —18.8 millones de hectáreas— tendrán que efectuarse cultivos de temporal, en condiciones más o menos aleatorias. Esta última superficie incluye cerca de un millón de hectáreas situadas en las zonas costeras, que pueden recuperarse en el futuro, cuando los ríos estén controlados, mediante costosos trabajos de avenamiento.

Durante los últimos años, una de las principales preocupaciones del gobierno mexicano en materia económica ha sido la electrificación del país.

La capacidad instalada actualmente en el país es de algo más de 3 millones de kW, de los que un 55 por ciento, corresponden a plantas termoeléctricas y un 45 por ciento, a plantas hidroeléctricas; cerca del 20 por ciento de éstas corresponde a almacenamientos destinados a varios fines, especialmente el riego.

El carácter eminentemente montañoso de México, favorece el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos. Es indudable que en el futuro este tipo de aprovechamientos tendrá preferencia sobre los termoeléctricos. Las presas "Presidente Alemán", construida en la cuenca del Papaloapan, "Malpaso", que se construye sobre el río Grijalva y "Morelos", sobre el río Balsas, contarán con plantas cuya capacidad supera a la instalada actualmente, y son un claro indicio de esta afirmación.

En función de los aprovechamientos estudiados, el potencial hidroeléctrico de México se estima en unos 10 millones de kW; sin embargo, es indudable que esta cifra se duplicará al tomar en cuenta todas las posibilidades no consideradas hasta ahora.

En México los vasos de las presas construidas para riego y desarrollo de energía se usan comúnmente para fines recreativos, siendo una desventaja las grandes fluctuaciones de los niveles del agua que se presentan en algunas de ellas.

La mayor parte de los embalses se han "sembrado" con especies de fauna acuática que se adaptan a las condiciones generales de la región, y en algunos casos

constituyen una importante fuente de alimentos para la población.

Un uso que es común a todos los almacenamientos, pero que reviste especial importancia en nuestro país, es la retención de azolves, con lo que se evita su depósito en los cauces de los ríos o en los canales, los consiguientes perjuicios, y se reducen los gastos de conservación en las obras existentes aguas abajo.

Son pocos los ríos y cortos los tramos que pueden considerarse como navegables. Sin embargo, por lo menos en 6 de nuestros grandes ríos (Usumacinta, Grijalva, Tonalá, Papaloapan, Coatzacoalcos y Pánuco) la navegación ha sido tradicional y puede incrementarse notablemente al construir almacenamientos que permitan regularizar sus regímenes, para mantener los tirantes de agua necesarios y al mismo tiempo aprovechar los lagos que se formen.

En México se presentan con cierta frecuencia avenidas extraordinarias que provocan desastrosas inundaciones, las que han llegado a paralizar las actividades en importantes centros agrícolas e industriales, afectando algunas la vida de toda la nación.

Se han construido pocas presas que tengan como objetivo básico el control de las avenidas para protección contra inundaciones. En cambio, en la mayor parte de las presas que se construyen para otros fines se considera una capacidad adicional para control, especialmente cuando se han desarrollado intereses en las zonas de aguas abajo.

Las presas Lázaro Cárdenas, Marte R. Gómez, Falcón, Solís, Presidente Alemán, El Palote, Álvaro Obregón, etc., han probado la seguridad que se consigue para las zonas de aguas abajo al controlar un río.

La mayor parte de las presas que se construyen en México se destinan a usos múltiples. Las presas "Presidente Alemán", construida sobre el río Tonto con capacidad para 8 000 millones de m<sup>3</sup>, y "Falcón", construida sobre el río Bravo con capacidad para 5 038 millones de m<sup>3</sup>, se destinan a riego, control de avenidas, generación de energía y otros usos secundarios. Ambas son del grupo de grandes presas.

El ejemplo más notable de este tipo de obras es la presa de "Malpaso", que actualmente se construye sobre el río Grijalva, con capacidad para 12 500 millones de m<sup>3</sup> y que será el almacenamiento más grande del país. Se destina en especial para el control de las avenidas de esta corriente, a fin de proteger contra inundaciones a una zona de 350 000 hectáreas de terrenos agrícolas situados en La Chontalpa; para generación de energía en una planta con capacidad instalada de 1 032 000 kW; para mejorar las condiciones de navegabilidad del río Grijalva y enlazar las zonas de producción con el puerto de Frontera, permitiendo aprovechar para el mismo objeto el gran lago de cerca de 30 000 hectáreas formado por la presa.

### 5. Planeación regional

Para los fines de planeación, se ha dividido al país en veinticinco regiones, que en unos casos corresponden:

a) Río Tepeji, afluente del Tula a la altura de la Presa Requena incluyendo las derivaciones del río del Salto (1923-1958) . . . . .	147.5
b) Río Tula, a la altura de la Presa Endó, incluyendo aportaciones de los ríos Tlautla-Coscomate, de las Rosas, Nexcalpán y Arroyo de Tepatitlán (1937-1950) . . . . .	160.0
c) Río Tula, a la altura del Puente de Tasquillo, de la carretera México-Laredo . . . . .	270.2
d) Río Moctezuma, incluyendo las aportaciones de los ríos de Tula, San Juan del Río, Extoraz	1 190.0

El río Salado, el afluente más importante del Tula, descarga aguas abajo de la presa de Endó por el margen derecho y recibe los caudales de aguas negras de la ciudad de México y las de avenamiento del valle del mismo nombre.

## 2. Estado actual del aprovechamiento de los recursos hidráulicos en riego y generación de energía hidroeléctrica

Las aportaciones señaladas se utilizan para el riego de terrenos del valle del Mezquital localizados en los distritos de Tula-Ixmiquilpan y anexiones en donde se estima un área regable de 46 400 hectáreas brutas.

Los caudales del río de Macavaca, afluente del Tepeji, son aprovechados en la generación de energía hidroeléctrica en las plantas de Macavaca, San Luis y Taximay, que tienen una capacidad total instalada de 1 145 kW y en donde la mengua de los caudales provocada por la deforestación, el incremento del área de riego y la deficiencia de los equipos instalados, origina que apenas se generen de 170 a 260 kW en el estiaje, con máximo de 850 kW en la época de lluvias.

Los escurrimientos del río Tepeji son almacenados en el sistema de presas Taximay-Requena y de esta última deriva el Canal de Schmelz, que alimenta la planta hidroeléctrica de Jasso con capacidad instalada de 950 kW.

En el río Salado, a la altura de la presa de Tlamaco, se derivan las aguas negras por el canal de fuerza Tlamaco-Juando para abastecer las siguientes plantas hidroeléctricas:

Juando:	
2 unidades de 2 500 cv c/u (5 000 c/u) . . . . .	3 650 kW
Cañada . . . . .	1 215 kW

## 3. Cuantificación preliminar de los recursos energéticos localizados en la cuenca alta del río Pánuco

Las posibilidades futuras de capacidad de generación, son las siguientes:

Una pequeña presa de regulación que se construyera en el río Macavaca (Cañada del Salto), así como la instalación de nuevo equipo, mejoraría como en un 20 por ciento la generación de las plantas de Macavaca, San Luis y Taximay.

Al prolongar el canal de Xochitlán, se aprovecha

ría un desnivel de más o menos 150 metros entre su rasante y Maguey Blanco y con un caudal de 5 m<sup>3</sup>/seg y se generarían 6 000 cv teórico (4 500 cv útiles, 5 500 kW).

En la rápida de Actopan al final del Canal del Sur, con caudal de 3 m<sup>3</sup>/seg y caída de 40 metros se dispondrá de 2 124 cv teóricos (1 600 cv útiles, 1 225 kW).

En la subcuenca del río Chico o de las Rosas, utilizando únicamente el caudal proveniente del Manantial del Quinte, de 0.190 m<sup>3</sup>/seg en un desnivel de 80 metros hasta donde descarga al Tandaja, 215 cv teóricos (160 cv útiles, 115 kW).

En el canal que regará los terrenos de Tetepango y que derivará del río Salado a la altura de Vito, con caudal mínimo de 3 m<sup>3</sup>/seg y salto bruto de 55 metros (desnivel entre su rasante y cota de máximo embalse del vaso de la posible presa de Ulapa), 2 200 cv teóricos (1 650 cv útiles, 1 220 kW).

Ampliación de la capacidad eléctrica de Juando, 3 000 cv teóricos (2 200 cv útiles, 1 620 kW).

En la planta hidroeléctrica de Cañada, 1 650 cv útiles, 1 215 kW.

### a) Ríos Tula, San Juan del Río y Extoraz hasta poco aguas abajo de la confluencia de éste último con el río Moctezuma

Según estudios de técnicos de la Cía. Mexicana de Luz y Fuerza, en el lugar denominado el Infiernillo, aguas abajo de la confluencia de los ríos Tula y San Juan del Río, se construiría un embalse de 620 millones de m<sup>3</sup> y en el río Moctezuma, después de la confluencia del Extoraz, otro de 325 millones de m<sup>3</sup>. En este lugar el caudal total de los afluentes enumerados se estimó en 38 m<sup>3</sup>/seg. Como el salto bruto es de 550 metros sobre el río Moctezuma, sería factible generar 280 000 cv teóricos (210 000 cv útiles, 154 000 kW).

### b) Río de San Juan de Amajac

El río de San Juan de Amajac se junta al de Almolón aguas abajo del Tajo, en donde éste recibe las descargas de la laguna de Meztlán.

En este río, aguas abajo de la confluencia citada y cerca del poblado de San Andrés Miraflores, se construirá un embalse regulador de 50 millones de m<sup>3</sup> de capacidad, y habiéndose estimado un caudal medio de 30 m<sup>3</sup>/seg con un salto bruto de 400 metros, será factible generar 160 000 cv teóricos (120 000 cv útiles, 80 000 kW).

### c) Cauces de Xochitlán y Tetepango

Sobre las posibilidades reseñadas antes en relación con estos canales, tendrían un funcionamiento subordinado al régimen de riegos. En cuanto a los proyectos a) y b), en el primero habrá que tomar en cuenta la futura expansión del área de riego del valle del Mez-

# LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DE LA CUENCA ALTA DEL RÍO PÁNUCO Y LA INDUSTRIALIZACIÓN DEL VALLE DEL MEZQUITAL

por Pablo Bistráin \*

## Introducción

En mi estudio sobre *Posibilidades de abastecimiento de agua del Valle del Mezquital* trato de resolver este problema desde el punto de vista del riego, hasta donde las posibilidades físicas lo permiten. En lo que sigue, observo que es fundamental desterrar el concepto geográfico, muy generalizado, sobre considerar como un desierto el valle del Mezquital, tomando en cuenta los factores climatológicos, morfológicos, biológicos, paleogeográficos, etc.

Según los trabajos de Gautier, Martonne, Aufrère, Kechkerov y Kirovone, se distinguen en el mundo los grandes tipos de desierto siguientes:

Cálidos	{	Absoluto: Sahara, Libia, Litoral chileno-peruano, Namib (Sudáfrica), etc.
		Atenuado: Gran Chaco, Mauritania, macizos montañosos del Sahara, etc.
Templados	{	Norte de la Patagonia, el Sin Kiang, las mesetas Iránicas, la cuenca de Anatolia, el desierto Sirio, etc.
Fríos		Como el de Gobi y el Tibet.

El medio climático del desierto se caracteriza fundamentalmente por la sequedad del ambiente, la amplitud térmica, la escasez de lluvias y la violencia de los vientos.

Las lluvias no son nulas, pero sí muy escasas, con una gran irregularidad en su magnitud y en su distribución. Son de menos de 50 mm/año en algunas regiones del Sahara; en el Cairo, Egipto, de 30 años observados no hubo lluvias en 17; en Arica, Chile, en un período de 19 años se registraron 0.6 mm; en Boukhara, Asia Central, oscilan de 90 mm a 135 y en cuanto a México se observan 120 mm en Sta. Rosalía, B. C. y 65 en Mexicali, B. C.

El valle del Mezquital está integrado por un conjunto de pequeños valles escalonados: Tula, el Salado, Actopan, Ixmiquilpan, localizados en la subcuenca del río Tula, tributario del Pánuco. Se le calcula un área de 3 988 km.<sup>2</sup>

Dentro del mismo se encuentra la zona regable correspondiente a los Distritos de Riego de Tula-Ixmiquilpan y anexiones.

En cuanto a la variación de temperaturas, se observa:

Taximay . . . . .	34°C	17°C	-5°C
Tula . . . . .	42	17	-8
Actopan . . . . .	35	16	-5
Ixmiquilpan . . . . .	41	19	-5

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.12.

La evaporación media anual es la siguiente:

Presa Requena . . . . .	1 864 mm
Actopan . . . . .	1 909
Ixmiquilpan . . . . .	1 690

Anotamos, además, las precipitaciones medias anuales en distintos lugares de la cuenca:

Faximay, Hgo. . . . .	785 mm	2 235 Cuenca del Pánuco
Tula, Hgo. . . . .	674	2 036 Valle del Mezquital
Mixquiahuala, Hgo. . . . .	550	— Valle del Mezquital
Ixmiquilpan, Hgo. . . . .	290	1 700 Valle del Mezquital

En lo relacionado con la vegetación, y a pesar de que la deforestación ha sido despiadada, todavía en la montaña y en el parteaguas con la cuenca del río Lerma se conservan bosques de tipo mixto con maderas blandas y duras (abetos, oyamel, cedro blando, pino, así como encino y roble).

Más abajo, la vegetación general característica es del tipo pradera, y en la zona subárida corresponde al estepario: xerófitas cactáceas, ágaves, mezquite, huizache, etc.

Parte del Valle del Mezquital queda dentro de una provincia de clima templado lluvioso, con precipitaciones en verano, y la región baja en otra provincia de tipo estepario.

El Dr. Etienne J. P. Streta, de la UNESCO, que acaba de elaborar la carta de aridez de México, corrobora que este valle se extiende de una región subhúmeda a otra subárida.

### 1. Recursos hidráulicos superficiales de la cuenca superior del río Pánuco

En la cuenca alta del río Pánuco hay los afluentes siguientes:

a) Río Tula (aguas blancas), formado por los ríos Tepeji el Salto, Coscomate-Tlautla, Chico o de las Rosas, Nexcalpán y Arroyo de Tepatitlán.

b) Río Salado (aguas negras), que descarga al Tula en el lugar denominado Peña del Águila.

c) Ríos de Arroyo Zarco, Aculco-Nadó, Estado de México.

d) Ríos de la H. Galindo y Tolimán, Qro., afluentes del río Extoraz.

Los dos primeros ríos se surten fundamentalmente en el valle del Mezquital.

Las aportaciones anuales de estas corrientes son:



3. Ante el formidable crecimiento de la ciudad de México, con 4.8 millones de habitantes, se plantean problemas cada día más agudos en sus servicios de abastecimiento de agua potable, avenamiento, energía eléctrica, transportes, etc., siendo necesario descentralizar, para lo que el valle del Mezquital y las zonas aledañas ofrecen brillantes perspectivas por su cercanía a la capital, así como por sus posibilidades de recursos naturales y energéticos.

#### 6. Recomendaciones y observaciones

1. Es indispensable verificar estudios hidrológicos detallados con el fin de determinar los volúmenes y caudales disponibles para generar energía en las futuras plantas de los ríos Moctezuma y San Juan de Amajac, tomando en cuenta las reservas hidráulicas que se aprovecharán en la futura expansión del área de riego del valle del Mezquital y los considerandos que se desprenden de los últimos estudios señalados.

A reserva de que lo confirmen las exploraciones respectivas en la cuenca superior del río Santa María (Querétaro-San Luis Potosí), también afluente del Pánuco, se observa la posibilidad de generar de 8 000 a 10 000 kW.

2. Para la planta propuesta (7 000 kW) aprovechando metano obtenido de las aguas residuales, se buscará su mejor localización posiblemente entre el kilómetro 4 al kilómetro 6 del gran canal de desagüe. El costo de la energía generada en esta clase de plantas es doble o triple que en otras plantas térmicas que aprovechen otra clase de combustible.

Como cada día es más imperiosa la necesidad de construir una gran planta de tratamiento de aguas negras, habrá que tomar una decisión sobre el aprovechamiento integral de sus productos.

El 13 de mayo de 1960 entró en servicio la unidad geotérmica de Pathé, con capacidad de 3 000 kW, conectada al sistema de la Nafinsa. Se tiene el propósito de proseguir las exploraciones para ampliar su capacidad.

3. Si consideramos que ya se está construyendo en Venta de Carpio, por la Comisión Federal de Electricidad, una gran planta termoeléctrica con capacidad de 300 000 kW (aprovechando como combustible los gases de los yacimientos localizados en Tabasco), es recomendable una planificación del desarrollo de la electrificación en el gran mercado de la ciudad de México y en el del centro del país.

quitál que requerirá, conservadoramente, un volumen de 300 millones de m<sup>3</sup> anuales (9.5 m<sup>3</sup>/seg) lo que reducirá el caudal disponible para generación. Así se obtendrían 215 000 cv teóricos (162 000 cv útiles, 120 000 kW).

Respecto al río San Juan de Amajac mis observaciones en él, aguas arriba de San Andrés Miraflores, y en el de Amolón, me permiten estimar un gasto medio de 18 m<sup>3</sup>/seg. Por tanto, efectuando la corrección correspondiente, se aprovecharán 96 000 cv teóricos (72 000 cv útiles, 53 000 kW).

#### d) Río de Meztlán, afluente del Almolón

Sus posibilidades de generar energía hidroeléctrica son: 36 560 cv (24 700 cv útiles, 18 190 kW).

#### 4. Industrialización del valle del Mezquitál

En el valle del Mezquitál se estima una población de 275 000 habitantes, de los cuales aproximadamente 125 000 se consideran concentrados en la zona subárida con un elevado porcentaje de indios otomíes. La concentración demográfica media es de 68 hab/km<sup>2</sup> en el valle y de 12 hab/km<sup>2</sup> en la zona subárida. A pesar de la enorme evolución sociológica provocada en la zona desde la construcción de la carretera México-Laredo y con la intensificación de las obras de riego, todavía existen núcleos otomíes que viven en condiciones infrahumanas en los poblados del Cardonal, Tonalongo, el Sanctorum, etc.

Las posibilidades de recursos minerales, siguiendo una clasificación común, son: a) combustibles, b) metálicos, c) no metálicos.

La existencia de combustibles incrementa las posibilidades energéticas indicadas en el apartado anterior. Perforaciones recientes muestran la existencia de yacimientos petrolíferos en Huejutla, así como antracitas en las cercanías de Honey, Agua Blanca, etc.

Otras exploraciones precisan la existencia de limonita, oro, plata, fierro, mercurio, plomo, zinc, etc. Recientemente se acaba de iniciar la explotación de yacimientos magnésíferos en Molanco, Hgo.

En cuanto a yacimientos no metálicos, existen arcillas, bentonita, caolín, mármol, obsidiana, pómez, te Kali, etc.

Tiempo atrás intervine en la elaboración de un programa de industrialización en que, además de la ejecución de obras de pequeña irrigación, se incluía el fomento de las industrias regionales siguientes:

a) La del ixtle, que se explota precariamente. Se recomendó semimecanizar y especializar la producción. Por otra parte, como en el área de temporal podrían cultivarse, además del maguey, otras especies de fibras duras, se ampliaría la variedad de los artículos de posible fabricación.

b) Al incrementarse el cultivo del cañizo en las márgenes del río Tula, se aumentaría la variedad y la producción de los productos elaborables.

c) Tomando en cuenta la amplia variedad de arcillas en Actopan, Tula, Ixmiquilpan, Zimapán, etc. es conveniente establecer varios talleres de cerámica en la zona, especializando la producción.

d) Se procuraría la instalación de varias curtidurías para el beneficio de las pieles obtenidas del ganado cabrío de la región, puesto que son de buena calidad y propias para la manufactura de glase y guantes.

e) Se establecerían talleres de hilados y tejidos de lana y pelos. En los lugares en donde se localicen las curtidurías.

f) Dada la existencia de yacimientos de minerales no metálicos (bentonita, caolín, limonita, trípoli, etc.), se organizaría su explotación para el abastecimiento del mercado interior y para la exportación.

Por ahora sobresale la industria del cemento con amplias posibilidades de desarrollo para el futuro. Basta señalar que la demanda actual de energía en las fábricas instaladas en Jasso es de 8 000 kW y que el abastecimiento de la de Atotonilco, de Tula, implica 6 000 kW más.

Se observan, en general, grandes posibilidades para la expansión de la industria ligera, la textil, determinados productos alimenticios, la explotación en vasta escala de materiales de construcción, así como la siderurgia, dentro de ciertos límites.

#### 5. Conclusiones

1. Sentada la premisa de que la expansión industrial debe apoyarse en una estructura agrícola eficiente, hacemos hincapié en las posibilidades energéticas de la cuenca alta del río Pánuco en 202 100 kW útiles, observando que exceden a las que el desarrollo del propio valle requiere y que provisionalmente fijamos en 25 000 kW. Por lo tanto, el excedente de energía hace factible este desarrollo industrial en otras zonas dentro de la cuenca o cercanas a ella.

2. Las plantas hidroeléctricas que se construyan en el río Moctezuma, aguas abajo de la descarga del Extoz, y la del río de San Juan de Amajac, serían de importancia futura extraordinaria. En la primera es recomendable transportar la energía en una línea de 152 km y de 220 000 V a la ciudad de Querétaro en donde se haría la interconexión con el sistema de la Nafinsa y con la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza, para lo cual ésta prolongará su línea ya en servicio a Jasso, Hgo. Así se abastecería también al Bajío localizado en la cuenca del río Lerma y se aliviaría la situación del sistema eléctrico del centro. En cuanto a la segunda, puede haber dos soluciones para la transmisión de la energía: una conectando a la línea arriba diseñada, y otra, interconectando al futuro sistema del bajo Pánuco siguiendo la ruta Huejutla (70 km), Tempoal (95 km), Magosal (150 km). En este último lugar se aprovecharía en la electrificación de la futura línea corta del ferrocarril México-Tampico.

b) Generación de energía con las extracciones para riego y además instalación de una planta termoeléctrica. Si las extracciones para riego no disminuyen mucho en época de avenidas, ésta es la mejor solución, pues sólo se necesita una pequeña planta termoeléctrica.

c) Generación de energía secundaria con las extracciones para riego, interconectando la planta hidroeléctrica con un sistema que incluya plantas termoeléctricas. Cuando esto es posible, es la solución más práctica.

d) Generación de energía firme, y además abastecimiento de las demandas para riego. Solución posible sólo cuando el agua almacenada en la presa permite abastecer los dos aprovechamientos.

Cuando se tienen varias presas sobre la misma corriente se simplifica el problema estudiando varias combinaciones.

En México, la solución más común ha sido la penúltima mencionada, de la que hay varios ejemplos en las presas del noroeste. Cuando ha sido posible, se ha adoptado la descrita en último lugar, como en la presa Alemán, Zac., y en el proyecto de la presa de Pujal, del que se trata a continuación.

Actualmente, en todos los proyectos de la Secretaría de Recursos Hidráulicos, además del riego, se estudia el control de avenidas y la generación de energía, pero teniendo en cuenta que como máximo, se podrá regar el 15 por ciento de la superficie total de la república y que el regadío de terrenos sólo puede hacerse con agua.

#### 4. Estudio hidrológico del río Tampaón

El río Tampaón, uno de los principales afluentes del Pánuco, el cual es de los más caudalosos de México, nace en la Mesa Central y desemboca en el Golfo de México, teniendo una cuenca de captación de 25 224 km<sup>2</sup> hasta el sitio de Pujal.

Se tienen datos hidrométricos en Pujal desde 1954, incluyendo el año muy abundante de 1955, en que se registraron grandes crecientes, y el año extremadamente seco de 1957.

Como se tenían datos de muy pocos años, fue necesario hacer una estimación de los escurrimientos de los años anteriores a 1954, para lo cual se recopilaron todos los datos pluviométricos disponibles, determinándose que el estudio debería efectuarse a partir de 1925 en que se posee mejor información.

La cuenca se dividió en cinco zonas, y en cada una de ellas se escogieron las tres estaciones con mayor número de observaciones, las que se consideraron como "estaciones piloto". Aunque estas estaciones se seleccionaron entre las más completas, les faltaban datos de algunos meses, los cuales se estimaron por simple promedio cuando eran meses de estiaje y por el método racional deductivo en caso contrario.

Tomando como base los datos de las estaciones piloto, se completaron los de las demás estaciones para el mismo período de tiempo. Con estos datos se trazaron las curvas isoyéticas medias anuales de todo el

período, teniendo en cuenta la orografía de la cuenca, y se determinó la lluvia media en cada una de las cinco zonas. La lluvia media para cada año en cada zona se estimó en función de la variación de las lluvias en las estaciones piloto y después se calculó la de toda la cuenca. En esta forma se estimaron las lluvias medias para cada uno de los años de 1925 a 1953.

Para los años con datos hidrométricos se trazaron las curvas isoyéticas anuales y con ellas se determinaron las lluvias medias, encontrándose la relación entre estas lluvias y el coeficiente de escurrimiento, con la que se calcularon los escurrimientos anuales de 1925 a 1953, obteniéndose los resultados siguientes:

	<i>Millones de m<sup>3</sup></i>
Escurrecimiento medio anual de 1925 a 1959 . . . . .	5 661
Escurrecimiento máximo anual (1955) . . . . .	11 658
Escurrecimiento mínimo anual (1945) . . . . .	1 808

La capacidad total de la presa de Pujal está limitada a 3 635 millones de m<sup>3</sup> (cota 69.00 m) para no inundar Ciudad Valles. Por estudios anteriores se llegó a la conclusión de que, teniendo como fin primordial el control de avenidas, la capacidad para riego y energía en época de crecidas, debería limitarse a 1 865 millones de m<sup>3</sup> (cota 59.00 m). Con esta capacidad, la superficie máxima regable resultó de 267 000 hectáreas, dependiendo la generación de energía de las extracciones para riego.

Considerando exclusivamente un aprovechamiento para energía primaria, se llegó a la conclusión de que la generación sería de 13.6 millones de kWh anuales. Estudios de campo posteriores indicaron que la superficie regable podría reducirse a 142 000 hectáreas regando únicamente la zona del margen izquierdo, ya que la del margen derecho puede regarse en forma económica con otros afluentes del río Pánuco. Con estos nuevos datos se estudiaron varias alternativas considerándose aceptable aquella en la que se generan 13.6 millones de kWh mensuales y con las extracciones de energía puede abastecerse el riego. En este caso y para un mejor aprovechamiento, a partir del 1º de octubre se permite que el nivel del agua suba hasta la cota de 65.00 metros aprovechando parte de la capacidad destinada al control de avenidas.

El estudio de control de crecidas se basó en la creciente registrada el año 1955 con gasto máximo de 8 000 m<sup>3</sup>/seg que se considera como la creciente máxima ordinaria. El gasto máximo probable se estimó en 14 000 m<sup>3</sup>/seg basándose en las curvas envolventes de gastos máximos de la región. Después de estudiar varias alternativas de obras de control y excedencias, se aceptó una en la que se controla la crecida máxima ordinaria con un gasto de 2 000 m<sup>3</sup>/seg y la máxima probable de 5 000 m<sup>3</sup>/seg. Sin embargo, por la escasa información disponible sobre crecientes y para una mayor seguridad de las obras, se recomienda una capacidad de excedencias de 14 000 m<sup>3</sup>/seg.

## EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS HIDRAULICOS SUPERFICIALES

### Procedimientos seguidos por la Secretaría de Recursos Hidráulicos de México

por Eduardo Cravioto Guerrero \*

#### *Introducción*

En México la precipitación del vapor de agua de la atmósfera es principalmente en forma de lluvia. A causa de la configuración del territorio mexicano, la lluvia de mayor frecuencia es la orográfica o de relieve, siguiendo en importancia la ciclónica, provocada por perturbaciones originadas en ambos océanos. En la zona norte, durante el invierno, son comunes las lluvias por choque de masas de aire.

La forma alargada del país, con cadenas montañosas paralelas a las costas, hace que la mayoría de las corrientes sean de reducida longitud y sólo se tengan ríos caudalosos en las zonas donde las lluvias son muy abundantes, como los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas.

El escurrimiento total superficial se ha estimado en 357 000 millones de m<sup>3</sup>, de los cuales casi el 50 por ciento corresponde a la zona Golfo Sur. En cambio hay regiones como El Salado, el Bolsón de Mapimí y algunas zonas de la península de Yucatán en donde prácticamente el escurrimiento es nulo.

#### 1. Servicio hidrométrico de la Secretaría de Recursos Hidráulicos

Desde fines del siglo pasado se empezaron a medir los escurrimientos de algunas corrientes, pero hasta principios de este siglo no se instalaron estaciones hidrométricas en las cuencas de los ríos Lerma, Bravo y Nazas.

A partir de 1926 se dio mayor impulso a la instalación de estaciones hidrométricas y climatológicas, teniendo en 1961 instaladas 801 hidrométricas y 1 200 climatológicas operadas por la Secretaría de Recursos Hidráulicos, la cual tiene establecidas 23 divisiones hidrométricas repartidas en toda la nación, cada una a cargo de un Jefe de División, quien además se encarga de la construcción de las nuevas estaciones. El personal de campo remite sus datos a las oficinas de la División, en donde se revisan y envían a las Oficinas Centrales para su cálculo, archivo y publicación en algunos casos.

La mayoría de las estaciones hidrométricas constan de cable y canastilla para hacer los aforos, y escalas y limnigrafos para medir las variaciones de los niveles. Por lo general, la velocidad se determina por el método de los "dos puntos", o sea con observaciones

a los 0.2 y 0.8 metros de profundidad. En algunos casos durante las avenidas se mide la velocidad a los 0.2 metros de profundidad o la superficial.

Las estaciones hidrométricas sobre ríos están atendidas todo el año por un aforador, y un ayudante únicamente en la época de avenidas, a quienes se les procura vivienda en sitios próximos a las estaciones.

#### 2. Procedimientos seguidos para ampliar el período de datos

Cuando en la estadística de una estación pluviométrica faltan algunos meses, éstos se estiman por simple promedio de los observados en otros años cuando corresponden a la época de estiaje, y por el método racional deductivo cuando es algún mes de la época de lluvias.

También se calculan los datos faltantes por medio de correlaciones gráficas con los datos de estaciones vecinas. Este procedimiento se usa para estimar lluvias anuales con el fin de completar un período común de datos, aunque en este caso también se aplica el método racional, tomando como base las estaciones que tengan completo el período de datos a las que se denomina estaciones piloto.

La ampliación del período de datos hidrométricos se hace determinando la lluvia media en la cuenca y el coeficiente medio de escurrimiento o, cuando esto es posible, por medio de correlaciones gráficas con datos de cuencas vecinas. Si no se tienen datos hidrométricos de la misma cuenca, en ocasiones se utiliza la ley del coeficiente de escurrimiento determinada para una cuenca vecina con condiciones más o menos semejantes.

#### 3. Proyectos hidroeléctricos de las obras de la Secretaría de Recursos Hidráulicos

Por lo general, en una presa de uso múltiple, el aprovechamiento en riego es incompatible con el de generación de energía, ya que las extracciones para riego se concentran en algunos meses de la época de estiaje y para energía se necesita extraer agua durante todo el año. Para resolver este problema se tienen las soluciones siguientes:

a) Construcción de una presa de recaptación, aguas abajo de la presa principal, para modificar el régimen de extracciones de energía en régimen de riego. Esta solución, casi siempre, es costosa.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.13.

Esta política dio también por resultado el que paulatinamente aumentara el número de plantas térmicas en servicio. (Véanse los cuadros 1 y 2.) Las razones que influyeron en este cambio fueron varias: entre ellas podemos mencionar en primer lugar, el que la inversión necesaria por kW instalado en plantas térmicas era menor que la correspondiente en plantas hidráulicas. En segundo lugar, las unidades térmicas se podían instalar en un tiempo relativamente breve, lo que permitía a las compañías satisfacer las necesidades a corto plazo sin comprometerse en grandes obras de tipo hidráulico, en cuyo futuro no estaban seguras ya que se cernía sobre ellas el peligro de la expropiación, y esto sin contar que en muchos casos únicamente la instalación de unidades térmicas podría evitar, o más bien aminorar, las crisis de energía que se avecinaban. Finalmente, mencionaremos también los continuos aumentos logrados en la eficiencia de las plantas térmicas, lo que las había puesto en condición de competir económicamente con las hidráulicas. Como ejemplo baste decir que en 1910 se necesitaban quemar cerca de 2 litros de petróleo para obtener un kWh y que esta cifra se había reducido a 0.6 de litro en 1930.

Para atacar el problema de escasez de energía y la necesidad de potencia adicional, el gobierno expidió en 1937 la ley que dio vida a la Comisión Federal de Electricidad. Esta ley se basaba en el decreto del Con-

Cuadro 1

MÉXICO: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CLASIFICADA POR TIPOS DE PLANTA, 1937-59

Año	Total (Millones de kWh)	Hidráulicas		Térmicas	
		Millones de kWh	Porcentaje	Millones de kWh	Porcentaje
1937 . . .	2 479.9	1 822.1	73.5	657.8	26.5
1938 . . .	2 511.8	1 871.1	74.5	640.7	25.5
1939 . . .	2 462.0	1 617.7	65.7	844.3	34.3
1940 . . .	2 528.9	1 698.4	67.2	830.5	32.8
1941 . . .	2 524.2	1 652.5	65.5	871.7	34.5
1942 . . .	2 625.1	1 937.7	73.8	687.4	26.2
1943 . . .	2 738.6	1 891.5	69.1	847.1	30.9
1944 . . .	2 750.3	1 721.2	62.6	1 029.1	37.4
1945 . . .	3 068.5	2 091.8	68.2	976.7	31.8
1946 . . .	3 317.3	2 121.1	63.9	1 196.3	36.1
1947 . . .	3 598.5	2 077.8	57.7	1 520.7	42.3
1948 . . .	3 968.7	2 329.4	58.7	1 639.3	41.3
1949 . . .	4 328.4	2 085.2	48.2	2 243.2	51.8
1950 . . .	4 423.5	1 949.5	44.1	2 474.0	55.9
1951 . . .	4 908.3	2 332.1	47.5	2 576.2	52.5
1952 . . .	5 336.9	2 709.7	50.8	2 627.2	49.2
1953 . . .	5 702.8	2 622.0	46.0	3 080.8	54.0
1954 . . .	6 282.4	2 754.8	43.9	3 527.6	56.1
1955 . . .	7 001.6	3 446.7	49.2	3 554.9	50.8
1956 . . .	7 826.8	4 150.7	53.0	3 676.1	47.0
1957 . . .	8 451.0	3 667.0	43.4	4 784.0	56.6
1958 . . .	9 098.2	4 457.8	49.0	4 640.4	51.0
1959 . . .	9 774.5	5 562.6	56.9	4 211.9	43.1

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, Departamento de Estadística y Relaciones Públicas.

Cuadro 2

MÉXICO: CAPACIDAD INSTALADA CLASIFICADA POR TIPOS DE PLANTA, 1937-59

Año	Total (Millones de kWh)	Hidráulicas		Térmicas	
		Millones de kWh	Porcentaje	Millones de kWh	Porcentaje
1937 . . .	629	372	59.1	257	40.9
1938 . . .	629	372	59.1	257	40.9
1939 . . .	680	389	57.2	291	42.8
1940 . . .	681	389	57.2	292	42.8
1941 . . .	681	389	57.2	292	42.8
1942 . . .	682	389	57.0	293	43.0
1943 . . .	680	397	58.4	283	41.6
1944 . . .	709	426	60.1	283	39.9
1945 . . .	720	428	59.5	292	40.5
1946 . . .	893	483	54.1	410	45.9
1947 . . .	958	515	53.8	443	46.2
1948 . . .	1 040	520	50.0	520	50.0
1949 . . .	1 097	518	47.2	579	52.8
1950 . . .	1 235	607	49.2	628	50.8
1951 . . .	1 400	705	50.4	695	49.6
1952 . . .	1 572	733	46.6	839	53.4
1953 . . .	1 701	734	43.1	967	56.9
1954 . . .	1 850	845	45.7	1 005	54.3
1955 . . .	1 930	922	47.8	1 008	52.2
1956 . . .	2 069	979	47.3	1 090	52.7
1957 . . .	2 270	1 118	49.2	1 152	50.8
1958 . . .	2 560	1 159	45.3	1 401	54.7
1959 . . .	2 739	1 197	43.7	1 542	56.3

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, Departamento de Estadística y Relaciones Públicas.

greso del 29 de diciembre de 1934 en que se preveía y autorizaba la creación de dicha Comisión.

En un principio, las inversiones de la Comisión Federal de Electricidad fueron muy reducidas por lo pequeño de su presupuesto inicial y por las dificultades de adquirir equipo durante los años que duró la segunda guerra mundial.

A partir de 1944 sus inversiones han aumentado paulatinamente, siendo la Comisión la responsable de la mayor parte del incremento de capacidad en el país de los últimos años. Gran parte de las plantas de propiedad de la Comisión estaban interconectadas con los sistemas de las compañías particulares a las cuales la Comisión les vendía la energía, encargándose ellas de distribuirla. Esta situación subsiste con la diferencia de que ahora la mayor parte de las compañías son propiedad de la nación.

2. Capacidad instalada

En el cuadro 2 se muestra cómo ha variado la capacidad instalada en México en los últimos años. Puede observarse claramente el estancamiento en que se encontraba la industria eléctrica hasta 1944 y cómo, a partir de esa fecha, se inicia un ascenso de tipo exponencial con un ritmo tal, que la capacidad se duplica aproximadamente cada ocho años. Los planes de la Comisión Federal de Electricidad presuponen un au-

# PROBABLE DESARROLLO DE LA ENERGÍA DE ORIGEN HIDRÁULICO EN LA REPÚBLICA MEXICANA

por Bruno Devecchi \*

## Introducción

Los combustibles fósiles y la energía hidráulica constituyen en la actualidad las principales fuentes de energía de México.

Los combustibles fósiles no son renovables, por lo que a la larga tendrán que agotarse. La energía hidráulica no se enfrenta a este peligro porque el agua empleada se repone a través de la lluvia y otras formas de precipitación; sin embargo, el potencial hidráulico de que disponemos es finito, lo que significa que llegará un momento en que esté completamente desarrollado y ya no sea posible obtener mayor potencia de dicha fuente.

La potencialidad hidráulica del mundo se estima en 664 millones de caballos,<sup>1</sup> de los cuales, sólo se han aprovechado hasta ahora cerca de 6 por ciento. Su distribución es muy irregular y también lo ha sido su utilización; por ejemplo, en África, que posee un poco más del 40 por ciento de la potencialidad hidráulica total del mundo, prácticamente no se ha usado. En cambio, en Europa hay muchos ríos en los que su aprovechamiento ha sido casi total —como en el caso de Alemania y Austria— y en otros se prevé que en pocos años ya no quedará nada por desarrollar. Un ejemplo de esta aseveración lo tenemos en un estudio efectuado recientemente en Finlandia,<sup>2</sup> en donde se llega a la conclusión de que entre 1970 y 1975 la utilización de la energía hidráulica en ese país será completa.

En México hay todavía muchos recursos hidráulicos que no han sido explotados, por lo que la situación está muy lejos de ser crítica; pero como la demanda de energía ha aumentado muy rápidamente en los últimos años, hemos creído conveniente tratar de establecer, aun cuando sea en forma aproximada, cuál será el desarrollo del aprovechamiento de la energía hidráulica en el país. Queremos hacer notar que el criterio que seguiremos es bastante burdo y que no tomaremos en cuenta algunos factores que, eventualmente, podrían modificar en forma apreciable las conclusiones. En términos generales, el método que emplearemos consistirá en establecer cuál será la demanda de energía eléctrica en el país, en particular la de origen hidráulico, y comparar esta última con la potencialidad hidráulica del país.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.7.

<sup>1</sup> E. Ayres and C. Scarlott, *Energy Sources - The Wealth of the World* (1952), pp. 247-249.

<sup>2</sup> "Finnish Power Position", *Nuclear Engineering*, Vol. 5, No. 48 (mayo de 1960), p. 205.

## 1. Antecedentes

La primera planta hidráulica se instaló en México en 1889.<sup>3</sup> Se trataba de una unidad de 22.4 kW que se utilizó para el servicio de las minas de Batepilas, situadas en un apartado rincón de Chihuahua. No fue ésta, sin embargo, la primera planta eléctrica que operó en el país; este orgullo correspondió a una pequeña unidad de 1.8 kW de tipo térmico, instalada por la fábrica textil de Hayser y Portillo, de León, Guanajuato.

El que las primeras plantas fueran térmicas, se explica fácilmente si consideramos que, en un principio, no era posible transmitir la energía eléctrica a grandes distancias y que, en general, las caídas de agua se encontraban lejos de los centros de consumo. Salvo en el caso de algunas minas, en los primeros desarrollos hidroeléctricos fue casi siempre el centro de consumo una fábrica, construida cerca de la caída de agua.

La transmisión de la energía eléctrica a distancia se inició en los últimos años del siglo pasado. La longitud de las líneas aumentó rápidamente e hizo posible el aprovechamiento de recursos hidráulicos que antes se encontraban fuera del alcance de los consumidores. A este respecto cabe mencionar que en 1905 era famosa la línea de transmisión que unía la Planta de Necaxa con la ciudad de México, ya que entonces era la más larga del mundo; Necaxa fue también sobresaliente por su presa, pues en su tipo era la mayor que se había construido.

A partir de aquella fecha, y por muchos años, la generación eléctrica de origen hidráulico dominó en el país, especialmente en el renglón de las compañías de servicio público; aun en los primeros años del treinta, alrededor del 80 por ciento de la generación tenía ese origen.

Después que se firmó la Constitución de 1917 y en los años subsiguientes, las compañías particulares que hasta esa fecha habían controlado a voluntad la industria eléctrica, empezaron a sentir, cada vez con más fuerza, el control del gobierno sobre sus actividades. Muchas fueron las vicisitudes de la industria eléctrica en aquel tiempo; bástenos decir que poco a poco la situación entre gobierno y empresas se fue volviendo tensa y que éstas últimas, como medida precautoria tanto como de presión, decidieron reducir a un mínimo sus inversiones. Esto se tradujo en un mal servicio y en escasez de energía, ya que la capacidad instalada era insuficiente para satisfacer la demanda siempre creciente de energía eléctrica del país.

<sup>3</sup> Oscar R. Enríquez, *Cuatro conferencias sobre la industria eléctrica mexicana* (México, D. F., septiembre de 1960), p. 11.

**Cuadro 4**  
**MÉXICO: POTENCIALIDAD HIDROELECTRICA**

Cuenca	Total estimado (Miles de kW)	Actual aprovechada (Miles de kW) <sup>a</sup>	Porcentaje de aprovechamiento actual
<b>I. Vertiente del Pacífico</b>			
Río Yaqui . . . . .	220	10	5
Río Mayo . . . . .	5		
Río Fuerte . . . . .	200	10	5
Río Sinaloa . . . . .	21		
Río Culiacán. . . . .	27		
Río San Lorenzo . . . . .	7		
Río Elota . . . . .	7		
Río Paxtla . . . . .	10		
Río Presidio . . . . .	83		
Río Baluarte . . . . .	7		
Río Mezquitlan . . . . .	50		
Lerma Santiago . . . . .	667	80	12
Río Tepic . . . . .	1	0.5	50
Río Ingenio . . . . .	1	0.5	50
Río Ameca . . . . .	11		
Río Armería . . . . .	2		
Río Coahuayana . . . . .	15		
Río Balsas. . . . .	1 671	300 <sup>b</sup>	18
Río Atoyac, Gro. . . . .	5		
Río Omitalán . . . . .	89.5	6	7
Río Santa Catarina . . . . .	10.5		
Río Atoyac, Oax. . . . .	45.5		
Río Tehuantepec . . . . .	20		
Río Cotán. . . . .	5.5		
<b>Subtotal. . . . .</b>	<b>3 181</b>		
Otros. . . . .	300		
<b>Total vertiente del Pacífico. . . . .</b>	<b>3 481</b>	<b>407</b>	<b>11.7</b>
<b>II. Vertiente del Golfo</b>			
Río Bravo . . . . .	49	10	20
Río Soto la Marina. . . . .	13.5		
Río Pánuco . . . . .	108.5	10	9
Río Tuxpan . . . . .	100		
Río Cazones . . . . .	20		
Río Tecolutla . . . . .	330	100	30
Río Nautla . . . . .	100		
Río Actopan . . . . .	10		
Río Antiguo . . . . .	20		
Río Blanco . . . . .	65	20	31
Río Papaloapan . . . . .	260		
Río Coatzacoalcos . . . . .	50		
Río Grijalva . . . . .	851	2	0.2
Río Usumacinta . . . . .	750		
<b>Subtotal. . . . .</b>	<b>2 727</b>		
Otros. . . . .	300		
<b>Total vertiente del Golfo. . . . .</b>	<b>3 027</b>	<b>142</b>	<b>5</b>
<b>Total en el país . . . . .</b>	<b>6 508</b>	<b>549</b>	<b>8.5</b>

FUENTE: Francisco Torres H., *Disponibilidad de energía en México*, octubre de 1958.

<sup>a</sup> La potencia instalada hidroeléctrica era, al 31 de diciembre de 1957, de 1 117 740 kW.

<sup>b</sup> Está incluida la planta de Tingambato, la cual entró en operación con tres unidades y 85 000 kW efectivos, entre septiembre y diciembre de 1957. Capacidad calculada con el gasto mínimo.

La Secretaría de Recursos Hidráulicos, en su "Informe de Labores de 1957-1958", estima la riqueza hidráulica mexicana en 420 000 millones de m<sup>3</sup> anuales. Por la región del suroeste que representa un 15 por ciento de la superficie del territorio nacional, escurren 205 000 millones de m<sup>3</sup> de agua al año; o sea, la mitad del escurrimiento total del país. La otra mitad corresponde a los 170 millones de hectáreas restantes, equivalentes al 85 por ciento de la superficie de México.

Para el cálculo del potencial hidroeléctrico debe considerarse no sólo el caudal aprovechable, sino también las caídas en el curso del río. El cuadro 4, tomado de un trabajo elaborado por el Ing. F. Torres H.,<sup>5</sup> muestra el potencial hidráulico con que podemos contar.

Las cifras de ese cuadro se han calculado con un criterio conservador y, en relación a los volúmenes de agua, se tomaron gastos mínimos o los que se obtenían como seguros en los estudios hidrológicos, ya descontadas las cantidades para riego y otros usos distintos a la producción de energía. Por lo tanto, la capacidad calculada puede considerarse como aprovechable el 100 por ciento del tiempo.

El cálculo efectuado por el Ing. F. Torres es el más reciente y está basado en datos proporcionados por la Secretaría de Recursos Hidráulicos, la Comisión Federal de Electricidad y otras instituciones, por lo que consideramos que es el más exacto de que se dispone. A título de comparación, en el cuadro 5 se muestran otras estimaciones.

El cálculo del Ing. Andrés García Quintero —el que da la cifra más elevada— fue hecho considerando los volúmenes de agua caídos y los desniveles entre las partes altas de las cuencas de los ríos y su desembocadura, por lo que da una cifra necesariamente exagerada. La estimación de la Secretaría de Agricultura es la más antigua, y es indudable que subvalora el potencial hidráulico del país.

Se ve, pues, que la cifra de 6 500 MW representa una estimación aceptable de nuestro potencial. El valor no puede compararse directamente con el de la capacidad instalada, ya que, correspondiendo a 6 500

**Cuadro 5**  
**MÉXICO: ESTIMACIONES DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO**

Autor	Miles de HP	Miles de kW	Fecha de la estimación
A. García Quintero . . . . .	13 176	9 830	1948
Ernesto Galarza . . . . .	10 000	7 460	1941
Francisco Torres H. . . . .	8 720	6 508	1958
U. S. Geological Survey . . . . .	8 500	6 340	1948
T. Guzmán Cantú. . . . .	7 744	5 780	1948
Secretaría de Agricultura . . . . .	6 374	4 750	1939

<sup>5</sup> "Disponibilidad de Energía en México", *Revista Técnica IEM*, Vol. 4, No. 27 (marzo de 1960), p. 3.

Cuadro 3

MÉXICO: CAPACIDAD INSTALADA AL 31 DE AGOSTO DE 1959, CLASIFICADA POR ENTIDADES Y TIPOS DE PLANTA

Entidad	Plantas hidráulicas (kW)	Plantas térmicas (kW)	Total (kW)
Aguascalientes . . . . .	156	13 049	13 205
Baja California . . . . .	—	6 901	6 901
Terr. Baja California . . . . .	—	8 419	8 419
Campeche . . . . .	—	6 890	6 890
Coahuila . . . . .	687	76 215	76 902
Colima . . . . .	860	4 046	4 906
Chiapas . . . . .	7 792	5 948	13 740
Chihuahua . . . . .	38 278	96 053	134 331
Distrito Federal . . . . .	2 470	161 620	164 090
Durango . . . . .	2 234	132 924	135 158
Guanajuato . . . . .	3 845	57 440	61 285
Guerrero . . . . .	8 326	19 508	27 834
Hidalgo . . . . .	13 995	334	14 329
Jalisco . . . . .	97 832	33 158	130 990
México . . . . .	379 106	158 462	537 568
Michoacán . . . . .	165 066	12 124	177 190
Morelos . . . . .	3 794	10 676	14 470
Nayarit . . . . .	2 100	7 877	9 977
Nuevo León . . . . .	1 852	170 804	172 656
Oaxaca . . . . .	78 791	28 831	107 622
Puebla . . . . .	240 196	47 595	287 791
Querétaro . . . . .	2 960	5 385	8 345
Terr. de Quintana Roo . . . . .	—	1 097	1 097
San Luis Potosí . . . . .	1 680	30 836	32 516
Sinaloa . . . . .	31	57 559	57 590
Sonora . . . . .	28 800	90 111	118 911
Tabasco . . . . .	—	12 907	12 907
Tamaulipas . . . . .	31 538	82 243	113 781
Tlaxcala . . . . .	726	315	1 041
Veracruz . . . . .	83 794	149 639	233 433
Yucatán . . . . .	—	24 111	24 111
Zacatecas . . . . .	312	29 037	29 349
<b>Total . . . . .</b>	<b>1 197 221</b>	<b>1 542 114</b>	<b>2 739 335</b>

FUENTE: *Empresas y Plantas Eléctricas en la República Mexicana*, Boletín 1-H, Comisión Federal de Electricidad, diciembre de 1959.

mento a un ritmo mayor que el registrado desde 1944 y que esa situación es aún más notable en el caso de las plantas hidroeléctricas.<sup>4</sup>

En el cuadro 3 puede verse la distribución de la capacidad instalada por entidades y por tipo de planta, tal y como se tenía al 31 de agosto de 1959. La capacidad instalada total era de 2 739 335 kW de los cuales corresponden 1 197 221 kW —o sea, el 43.7 por ciento— a plantas hidroeléctricas y 1 542 114 kW a plantas térmicas.

En esa misma fecha los estados con mayor capacidad hidroeléctrica instalada, eran: el de México con 379 106 kW, el de Puebla con 240 196 kW y el de Michoacán con 165 066 kW. Entre estos tres estados poseían, y podemos decir que aún poseen, las dos terceras partes de los desarrollos hidráulicos del país, lo que muestra que en general sólo se han aprovechado

<sup>4</sup> "El Lic. Ramón Beteta entrevista al Director de la C. F. E.", *Revista Electrificación*, No. 4, pp. 46-52.

las caídas de agua de la zona central de la República. A estos estados antes mencionados les seguían en importancia: Jalisco, Veracruz y Oaxaca, todos con más de 50 000 kW.

### 3. Generación y demanda de energía eléctrica

El cuadro 2 muestra también la forma en que ha aumentado la generación total y la generación en plantas hidroeléctricas desde 1937 a 1959. Se ve que la generación ha seguido un ritmo muy semejante al de la capacidad instalada.

La demanda de energía eléctrica sería igual a la generación, siempre y cuando la capacidad instalada y la energía disponible hubieran sido suficientes para cubrir las necesidades del servicio; pero como es bien sabido, los márgenes de capacidad han sido siempre bastante exigüos y, especialmente a consecuencia de la falta de agua, en diversas ocasiones ha habido restricciones en varias zonas. A pesar de la gran ayuda prestada en estos casos por las plantas móviles de la Comisión Federal, podemos decir, sin lugar a duda, que la generación hubiera podido ser mayor.

Se prevé que la situación en el futuro será mejor, ya que, como vimos anteriormente, los planes de la Comisión Federal de Electricidad, permitirán aumentar la capacidad a un ritmo mayor que el registrado hasta la fecha. Esta política redundará en un mejor servicio, sin escasez de energía y con un mejor voltaje, en particular a la hora de la demanda máxima. Permitirá, además, una mejor coordinación en el mantenimiento de las unidades, cosa que en la actualidad no es siempre posible a causa de la falta de unidades de reserva.

Independientemente de la situación de la demanda total de energía, es indudable que la nueva capacidad hidroeléctrica que se instale en el futuro se aprovechará inmediatamente al máximo. Para nuestro estudio esto es equivalente a considerar que la demanda de energía eléctrica de origen hidráulico crecerá con un ritmo igual a la capacidad que se instale.

### 4. Potencia hidráulica

El agua es escasa y está distribuida en forma muy irregular en la República. El régimen de los ríos es también muy irregular, produciéndose cerca del 75 por ciento del escurrimiento durante la época de lluvia, en el verano. Un ejemplo lo tenemos en el río Lerma en el cual entre los meses de julio a octubre, se produce el 80 por ciento del escurrimiento, correspondiendo el 20 por ciento restante a los otros 8 meses del año. En la presa de La Laguna, que pertenece al Sistema de Necaxa, en 1949 se dio el caso de que en un solo día cayera el 20 por ciento de la precipitación de ese año.

La desigual distribución de la precipitación a lo largo del año, hace necesario construir costosas obras hidráulicas de captación y almacenamiento que permitan aprovechar en mejor forma el agua.



valor de la generación de origen hidráulico de los últimos años y una recta que representa el incremento especificado en la primera suposición.

En segundo lugar, se ha trazado una recta a la altura de los 45 600 millones de kWh. Finalmente, se ha unido con un trazo continuo las dos rectas. Esto se justifica ya que es lógico suponer que el paso de una a otra se hará en forma gradual.

Es claro que la línea trazada es arbitraria y que se podrían unir las dos rectas con otras curvas diferentes. Sin embargo, las conclusiones que se obtendrían en cada caso serían muy semejantes. En primer lugar, creemos difícil que el ritmo impuesto actualmente por la Comisión pueda conservarse más allá del año 1970. En segundo, podemos prever que para el año 2000, o quizá antes, se habrá llegado a la saturación y sólo quedarán por desarrollar algunos aprovechamientos hidráulicos marginales.

Antes de terminar, parece conveniente mencionar algunos factores que podrían alterar sensiblemente los resultados.

i) Sin lugar a duda, uno de los factores que más modificaría el desarrollo previsto sería una nueva guerra mundial ya que, como México no produce ni turbinas ni generadores, está expuesto a las repercusiones que dicho evento tuviera en otros países, aun en el caso de que el nuestro no tomara parte activa en él.

ii) Es posible que la cifra que representa nuestro potencial hidráulico, a pesar de que comparándola con estimaciones anteriores parece razonable, se vea revaluada y aumentada, ya que muchos expertos en la materia opinan que las estimaciones efectuadas pecan de conservadoras. La influencia de esta revaluación en nuestras conclusiones es pequeña, aun en el caso de que el factor de error resultare relativamente grande.

iii) En lo antes expuesto no se ha tomado en cuenta la localización ni el costo de las obras necesarias para desarrollar cada caso individual. Es probable que algunos ríos tarden mucho o no lleguen a ser aprovechados, ya sea por su lejanía de los centros de consumo, o bien por el elevado costo de las obras en los casos en que no existan lugares adecuados para construir las presas necesarias.

En lo que se refiere al costo de las obras, hay que tener en cuenta que la adquisición de las compañías eléctricas por parte del estado, modifica grandemente el criterio económico que debe seguirse. Las compañías privadas al pensar en el aprovechamiento de una caída, únicamente tenían en cuenta la producción de electricidad; en cambio, tratándose de propiedad gubernamental, es posible, y de hecho así sucede con frecuencia, que la generación sea simplemente un subproducto, y que sean factores como el desarrollo económico integral de una región, el control de inundaciones y de erosión, el riego, la navegabilidad de un río, etc. los que determinen la conveniencia de emprender un desarrollo hidráulico. Todo ello significa que, con la nueva estructura de la industria eléctrica, pocos serán los lugares que con el tiempo lleguen a dejar de aprovecharse.

iv) Nótese, finalmente, que al trazar el gráfico II se ha supuesto, y pareció razonable, que después de 1965 la instalación de nuevas plantas hidroeléctricas se seguirá efectuando al mismo ritmo que muestran los programas de construcción de los próximos 5 años. Conviene aclarar que no hay seguridad de que así suceda, ya que no se han hecho planes definitivos para más allá de 1965. Si nuestra suposición no es correcta, lo más probable es que el ritmo disminuya, lo que desplazaría la rodilla de la curva hacia la derecha, pero sin alterar sensiblemente nuestros resultados.

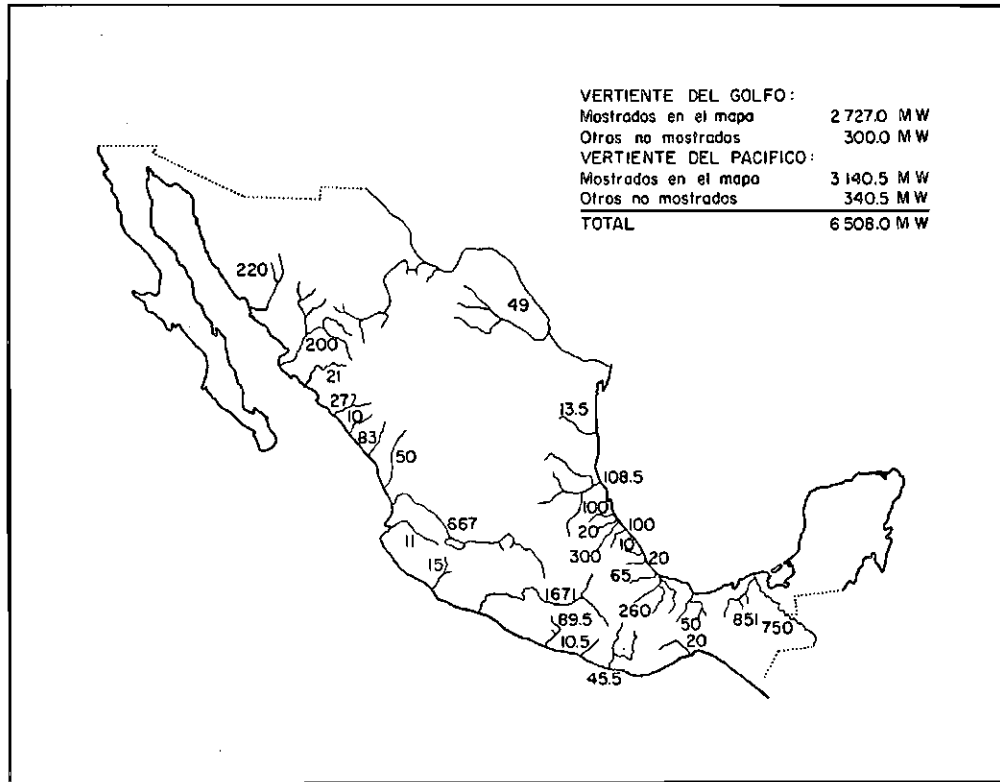
## 6. Conclusiones

La generación de electricidad de origen hidráulico, que en los últimos años había ido paulatinamente perdiendo su importancia relativa, tendrá en el futuro próximo un resurgimiento. Sin embargo, este cambio de tendencia será de corta duración, ya que alrededor del año 1970 empezarán a sentirse los primeros efectos del agotamiento de nuestros recursos hidroeléctricos más económicos.

Entre los años 1990 y 2000, el desarrollo hidráulico de México será prácticamente completo y sólo puede pensarse que quedarán por aprovechar algunos recursos marginales.

Gráfico I

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA POTENCIALIDAD HIDRAULICA EN LA REPÚBLICA MEXICANA



MW de potencial, se instalarán de 2 a 3 veces esa cifra, es decir, de 13 000 a 19 500 MW.

De acuerdo con los datos del cuadro 4 se ha elaborado el gráfico I, que muestra claramente la distribución geográfica del potencial hidráulico. La mayor parte de él está concentrado en el sureste y en la zona central, en particular en cuatro ríos: el Balsas, el Grijalva, el Usumacinta y el Lerma-Santiago, que poseen el 60 por ciento del total. Al Lerma, solo, corresponde el 25 por ciento.

La generación total correspondiente a los 6 500 MW, sin contar pérdidas, es de 57 000 millones de kWh anuales, siendo la eficiencia promedio de las plantas hidráulicas del 75 al 80 por ciento. Este último valor se puede obtener sobre todo si se tiene la precaución de distribuir la carga entre las diferentes máquinas de modo que pueda operarse siempre en forma óptima. Suponiendo una eficiencia del 80 por ciento, la generación sería de 45 600 millones de kWh anuales.

5. Desarrollo futuro

Para obtener algunas conclusiones sobre el futuro de la energía eléctrica de origen hidráulico, se hacen las siguientes suposiciones basadas en lo antes expuesto:

a) Se acepta que la generación de origen hidráulico, partiendo de los valores de los últimos años, crezca al mismo ritmo a que aumentará la capacidad instalada en plantas hidroeléctricas.

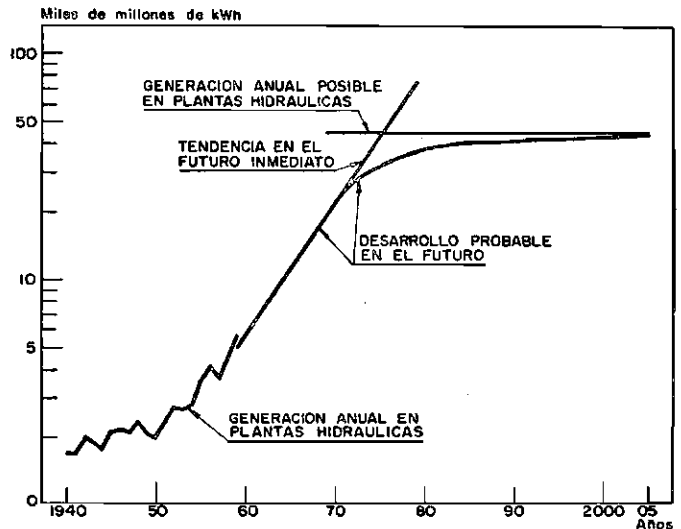
b) Se estima la generación anual posible en México en 45 000 millones de kWh.

Dada la incertidumbre que hay en el futuro, hay que conformarse con una solución gráfica del problema. En el gráfico II se ha trazado, en primer lugar, el

Gráfico II

DESARROLLO PROBABLE DE LA GENERACIÓN EN PLANTAS HIDRAULICAS EN LA REPUBLICA MEXICANA

ESCALA SEMILOGARÍTMICA



ciones. Se ha comprobado, por ejemplo, que en la región de Necaxa, los períodos secos de 1913 a 1923 y de 1945 a 1951 acusan variaciones hasta del 40 por ciento con respecto a períodos de abundante precipitación registrados de 1925 a 1937 y de 1951 a 1958 (esta variación es en el promedio de la lluvia de un lapso a otro y no de un año a otro). Los gastos de crecientes excepcionales en tiempos de aguas pueden alcanzar hasta cincuenta veces los normales en tiempo de secas.

Para planear una obra de esta naturaleza, es más fácil y más económico el sistema de medición o estimación de los gastos de los ríos que se basa en la medición de la precipitación pluvial. Conociendo las precipitaciones y las características topográficas de las cuencas es fácil deducir los gastos con una aproximación proporcional al número de estaciones pluviométricas que se utilicen. En la evaluación de los escurrimientos deben considerarse, sin embargo, factores como la absorción de los terrenos, corrientes de aguas subterráneas, evapotranspiración, evaporación, etc. Cada uno de ellos representa una variable difícil de evaluar numéricamente y depende, a su vez, de otros. En un estudio de conjunto en el que el geólogo, el hidrólogo y el meteorólogo trabajan armónicamente, se preparan fórmulas que el progreso de la ciencia modifica en forma continua.

Se ha procurado frecuentemente perfeccionar el pronóstico de las intensidades de la precipitación estudiando la periodicidad de los fenómenos en una serie de registros que abarcan lapsos muy largos. Si bien se ha comprobado, en general, la existencia de ciclos llamados meteorológicos, también se ha comprobado la escasa utilidad de los mismos dada su periodicidad demasiado corta. Tomando nuevamente como ejemplo la región de Necaxa, en un registro de 51 años, un año seco reaparece con una periodicidad de 6.3 años. Es evidente que en un sistema como el mexicano, este dato, por sí solo, puede representar un factor importante al formular los programas de generación. Además, como la razón física de esta periodicidad no se ha podido aclarar, no puede confiarse en su reaparición mientras esto no se logre.

El pronóstico del tiempo a largo plazo se ha hecho depender de la temperatura de los mares cercanos. La Sra. Joan S. Malkus, del Instituto Oceanográfico de Woods Hole, ha encontrado en diversas mediciones de temperatura, tomadas desde un avión, que pequeñas diferencias térmicas, cuando son positivas, propician el crecimiento de grandes cúmulos. Para México y la costa occidental de los Estados Unidos, se tiene el dato impresionante de que la extrema lluviosidad de los años de 1958 y 1959 coincidió con una elevación anormal de la temperatura superficial de las aguas de gran parte del océano Pacífico. En este caso tampoco se logró establecer la causa del fenómeno, pero sí se comprobó el hecho mediante estudios supervisados por el Dr. J. Namias, de la oficina de pronóstico del tiempo a largo plazo, del Weather Bureau de Washington.

Es probable que estas investigaciones científicas

proporcionen resultados de interés práctico, y por ello la Compañía de Luz tiene planeado un estudio que permitirá establecer una relación similar entre la temperatura de las aguas del mar Caribe y la pluviosidad en las vertientes de la Sierra Madre Oriental, en donde se encuentran ubicadas las plantas de su sistema de Necaxa.

En un sistema como éste, en que la capacidad de almacenamiento de los vasos es relativamente pequeña, es de suma importancia una estimación de la precipitación máxima posible a causa de tormentas del tipo ciclónico. Durante la creciente registrada a fines de septiembre de 1955, por ejemplo, en menos de 72 horas las entradas de agua a la presa de Necaxa totalizaron un volumen de más de 80 millones de m<sup>3</sup>; es decir, cerca de dos veces la capacidad del vaso. En esa ocasión, en menos de 24 horas el gasto que pasó por el derrame subió de 0 a 700 m<sup>3</sup>/seg. En estas condiciones es obvia la importancia que adquiere la posibilidad de prever, con suficiente anticipación, las crecientes de gran magnitud.

Recientemente, se han hecho estudios por Showalter, Solot, Fletcher, Paulhus y Gilman para tratar de estimar la máxima precipitación posible durante una tormenta en zona templada. Los diversos parámetros que intervienen en el problema se han aplicado al análisis de más de 2 000 tormentas registradas y se han podido calcular las grandes lluvias con un error no mayor del 18 por ciento. Estos resultados, sin embargo, no pueden aún aplicarse al conocimiento y pronóstico de los fenómenos meteorológicos en zonas donde, como en Necaxa, la orografía presenta problemas adicionales.

El conocimiento de los procesos de evaporación en la superficie de grandes extensiones de agua y los de evapotranspiración en el escurrimiento de los ríos adquiere, por el contrario, una importancia capital en sistemas con vasos de gran almacenamiento. Sin mencionar las constantes modificaciones que han experimentado las fórmulas teóricas empleadas en el cálculo de estas incógnitas, citaremos únicamente los esfuerzos que ha hecho la ciencia moderna para encontrar medios que reduzcan la evaporación evitando pérdidas importantes en los volúmenes almacenados. Así, se ha demostrado que una película de hexadecanol en la superficie del agua embalsada reduce considerablemente la evaporación. Si el uso de este procedimiento es ya ahora económicamente justificable en pequeñas lagunas o aguajes de las zonas áridas del país, es posible que pronto llegue a tener también interés cuando se trate de extensiones de agua mucho mayores, como en el caso de la presa de Tepuxtepec que se encuentra sobre el río Lerma.

Por lo que se refiere a la medición del gasto de los ríos en sistemas en operación con vasos de almacenamiento, como en los sistemas de Necaxa y Lerma, debemos decir que el método menos inexacto es el que podríamos llamar de variación y consumo, que calcula el gasto sumando algebraicamente la variación de almacenamiento, deducida en la diferencia de elevación

## RECOPIACIÓN Y USO DE DATOS HIDROLÓGICOS E HIDROMETEOROLÓGICOS PARA EL PLANEAMIENTO Y EXPLOTACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

por *Corrado V. Schlaepfer* \*

La Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., y Subsidiarias, sirve al Distrito Federal y a la zona central de México con sus 16 plantas hidroeléctricas que tienen una capacidad instalada de 313 195 kW, y sus 3 plantas termoeléctricas, con una capacidad instalada de 354 200 kW, y distribuye, además, la generación de las 5 plantas hidroeléctricas del Sistema "Presidente Miguel Alemán", de la Comisión Federal de Electricidad, con una capacidad instalada de 351 575 kW.

Analizando la situación que ha prevalecido en los últimos veinte años, se puede decir que ha terminado una primera fase en la operación del sistema de estas Compañías. Hasta ahora, en efecto, las plantas hidroeléctricas han trabajado "en la base", en tanto que las plantas termoeléctricas trabajaron parcialmente "en punta" y, parcialmente, se las mantuvo como reserva.

Con el ritmo agresivo que ha caracterizado durante los últimos diez años el desarrollo de la industria nacional, en modo especial el de la zona abastecida por la Compañía de Luz, con el lógico aumento de la demanda de energía eléctrica, cuyo crecimiento anual acumulado se estima actualmente en un promedio no menor del 10 por ciento, y a causa del alto costo de inversión y al largo plazo que requiere la construcción de una planta hidroeléctrica, la situación ha venido cambiando paulatinamente, y la relación entre la capacidad instalada térmica e hidráulica en el Sistema interconectado Compañía de Luz-Comisión Federal de Electricidad, ha aumentado de 0.135 en 1940 a 0.442 en 1950 y 0.533 en 1960. Estos datos confirman que en un lapso menor de veinte años las plantas térmicas han llegado, poco a poco, a llevar la carga "de base", relegándose a las plantas hidráulicas con vaso de almacenamiento a la función de regularizar la frecuencia y de proveer la generación "de punta".

La situación cambiará de nuevo en un plazo aproximadamente de seis años. En efecto, para fines de 1961 se prevé la adición de la capacidad de 156 000 kW de la planta hidroeléctrica de Mazatepec, así como la instalación, para fines de 1962, de una unidad de 150 000 kW en la nueva central térmica del valle de México. Si para 1964 entran en servicio las 4 unidades que, con una capacidad de 600 000 kW, se proyecta instalar en la planta hidroeléctrica del Infiernillo, la demanda estará cubierta prácticamente hasta 1970. Con las adiciones mencionadas, la relación entre energías térmica e hidráulica se verá de nuevo drásti-

camente reducida, y otra vez serían las plantas hidráulicas las que llevarían la carga "de base".

El desarrollo coordinado de las plantas de generación de energía en un país rico en combustibles y en recursos hidráulicos, requiere el estudio detallado de todos los factores que intervienen en la planteación del problema. En un sistema integrado por plantas térmicas e hidráulicas con vasos de almacenamiento o sin ellos, la coordinación funcional entre las diversas plantas debe representar la solución técnica y económicamente más racional. Particular atención debe prestarse al consumo de combustibles (recursos no renovables), a la duración de la maquinaria, a los gastos fijos de operación y a la utilización de las aguas (recursos renovables). Cuanto más complejo sea el sistema mayor importancia adquiere una adecuada repartición de la carga y una inteligente administración de las disponibilidades hidráulicas.

Ahora bien, la sabia administración de las reservas hidráulicas presupone un profundo conocimiento de todos los elementos que caracterizan a cada una de las cuencas hidrológicas de los distintos sistemas. El conocimiento de los principales fenómenos meteorológicos, hidrográficos e hidrológicos de las cuencas es, por lo tanto, de gran interés no sólo para la elección de las características, sino principalmente para el acertado manejo de las plantas.

Los aspectos de la hidrología que atañen al problema que hemos esbozado son múltiples y variados, y sólo podremos intentar aquí indicar los principales.

Es sabido que para la planeación y el estudio económico de las obras, resulta imprescindible conocer el gasto de los ríos cuyas aguas se van a utilizar en la generación de energía. La medición de los gastos puede hacerse por diferentes sistemas; pero a mayor precisión se requieren mayores gastos de instalación de las estaciones aforadoras. Generalmente, se admite que diez años es la duración mínima de los registros; sin embargo, esta extensión parece aún poco confiable porque se estima que la duración adecuada de una normal de la lluvia es de treinta años para incluir una onda completa del período de Bruckner; lo que se ha observado en muchas regiones del globo, inclusive en Necaxa, en donde los mínimos se registraron alrededor de 1920 y 1949 y el máximo en 1931.

La falta de datos continuos y fidedignos puede ocasionar serios problemas y causar errores dimensionales importantes. En regiones tropicales los gastos de los ríos se caracterizan por su irregularidad y fuertes varia-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.8.

## RECOLECCIÓN Y EMPLEO DE DATOS HIDROLÓGICOS E HIDROMETEOROLÓGICOS PARA LA EXPLOTACIÓN Y PLANEAMIENTO DE LOS SISTEMAS

por el *Departamento del Interior de los Estados Unidos (Oficina de Rehabilitación de Tierras)* \*

En este trabajo se describe la recolección y uso de los datos hidrológicos e hidrometeorológicos en la planificación y operación de los proyectos de aprovechamiento múltiple en la zona occidental de los Estados Unidos efectuados por la Oficina de Rehabilitación de Tierras. Estos datos son importantes a causa de las grandes fluctuaciones que experimenta el clima de dicha zona en lo que se refiere a precipitaciones, temperatura y caudales de año a año y en diferentes localidades. Afortunadamente, se dispone, para el planeamiento del desarrollo de proyectos de aprovechamiento múltiple, de las estadísticas acumuladas en años anteriores.

El occidente de los Estados Unidos es una zona relativamente nueva, y la recopilación de datos estadísticos sólo se inició en los últimos años del siglo XIX. A medida que fue surgiendo la necesidad de desarrollar los recursos hidráulicos, la Oficina de Rehabilitación de Tierras amplió sus informes sobre la medición de caudales. Gran parte de estas mediciones se iniciaron entre 1920 y 1930, lo cual proporciona un período de informes apropiados para el desarrollo de los proyectos. Estableciendo la correlación entre los caudales y datos similares de otras zonas, y aprovechando las estadísticas sobre temperatura y precipitaciones, se han podido obtener datos sobre caudales de muchas zonas sobre las que sólo se podía disponer de observaciones aisladas.

Se ha elegido para este trabajo al río Colorado, como ejemplo de uno de los grandes ríos respecto al cual desempeña un papel muy importante la recolección y uso de datos hidrológicos e hidrometeorológicos. El Colorado desagua una zona de aproximadamente 243 000 millas cuadradas, nace a alturas superiores a los 14 000 pies en la pendiente occidental de las montañas Rocallosas y desemboca en el golfo de California.

Este río presenta uno de los problemas más complejos de aprovechamiento múltiple dentro de los grandes ríos de la zona occidental de los Estados Unidos. Su aprovechamiento se inició con la construcción de la presa Hoover por la Oficina de Rehabilitación de Tierras en 1935, y se continúa, siguiendo el Proyecto de Almacenamiento del río Colorado, con las obras efectuadas en el curso superior del río. El caudal del Colorado se regula en la actualidad mediante el lago Mead, ubicado antes de la presa Hoover; el lago Mohave, formado por la presa Davis, y el lago Havasu, for-

mado por la presa Parker. Todas estas represas están situadas en la cuenca inferior del río.

Aproximadamente dos tercios del escurrimiento anual del río Colorado se realiza durante un período de cuatro meses, comprendido entre abril y julio, y es causado, principalmente, por el derretimiento de la nieve acumulada en el invierno. Es durante este período cuando la Oficina tiene primordial necesidad de disponer de los pronósticos de caudales, para cuya preparación se requiere recopilar y emplear las estadísticas de precipitaciones, equivalente del agua de nieve, y de los caudales.

La Oficina Meteorológica del Departamento de Comercio recopila las observaciones y los datos sobre precipitaciones y temperatura, en numerosas estaciones. La Oficina de Rehabilitación de Tierras utiliza los datos publicados, y tiene un acuerdo con la Oficina Meteorológica para que ésta le entregue los datos tan pronto estén disponibles.

Se dispone de los datos meteorológicos en forma de código, mediante un teletipo conectado por la Agencia Federal de Aviación. En esta forma se dispone de los datos corrientes para su uso en las operaciones diarias del sistema del río, y también de pronósticos diarios, los que se utilizan en la programación para las necesidades de riego y control de crecidas. Con esta información, si es necesario, la Oficina de Rehabilitación de Tierras puede preparar el espacio de almacenamiento preciso para prevenir crecidas por agua de lluvia. Información meteorológica diaria y especial de las zonas regadas y de la energía consumida, facilita informes sobre la posible necesidad de desvío de aguas para energía en esas zonas. El valor de este tipo de datos varía ampliamente día a día, dependiendo del programa particular de explotación y de su relación con el sistema y su efecto sobre intereses recreativos o de otro tipo.

El Servicio de Conservación de Suelos del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos, es la oficina que coordina el programa de estudios nivométricos y efectúa la mayor parte de las mediciones correspondientes. Estos datos son transmitidos a la Oficina de Rehabilitación de Tierras con la brevedad posible para ser empleados por ésta en los pronósticos de caudales.

El Servicio de Investigaciones Geológicas, dependiente del Departamento del Interior, tiene a su cargo la medición de los caudales y la publicación de los datos correspondientes. Proporciona a la Oficina de Rehabilitación de Tierras informes actuales sobre los cau-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.6.

del agua en el vaso, al agua utilizada por la planta, medida por los venturímetros.

Finalmente, la estimulación de la lluvia artificial es el tópico que en las últimas décadas ha llamado más la atención de meteorólogos e hidrólogos por la evidente importancia que podría adquirir para la operación de un sistema la posibilidad de influir sobre las condiciones atmosféricas intensificando, o tan sólo regularizando, las precipitaciones sobre las cuencas hidrológicas correspondientes.

En la actualidad, está perfectamente aclarado que la técnica de estimulación de la lluvia no puede dar los sensacionales resultados vaticinados por aficionados irresponsables o de pocos escrúpulos. Las operaciones efectuadas en muchos países del mundo bajo un rígido control científico y con absoluta seriedad, permiten afirmar, sin embargo, que los resultados son favorables cuando las operaciones se efectúan en condiciones adecuadas.

En México, la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S. A., y Subsidiarias, ha desarrollado un programa de investigaciones durante un período que abarca los últimos once años. Los resultados han sido positivos y francamente alentadores. Las experiencias de los primeros diez años se han resumido en una publicación que apareció en el número de julio de 1960 de

la revista "Ingeniería", órgano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México. Durante 1960, las operaciones se ampliaron y una evaluación preliminar de los beneficios obtenidos por la estimulación artificial de la lluvia en las regiones de Necaxa y de Lerma, indica una ganancia, en Necaxa, del 32 por ciento en la parte baja de la cuenca, y del 17 por ciento en la zona alta.

De las consideraciones anteriores se concluye que la operación de un sistema mixto de plantas generadoras térmicas e hidráulicas debe forzosamente basarse sobre la experiencia y los conocimientos de especialistas, porque como el kWh generado por las primeras cuesta más que el generado por las segundas, deben elaborarse programas en los que se valoricen correctamente las disponibilidades hidroeléctricas y se asigne a las plantas térmicas un volumen de generación de suficiente cuantía para que no haya necesidad de imponer restricciones en el consumo de energía eléctrica, y debidamente reducido para que no haya derrames de agua en las plantas hidráulicas. La hidrología y la hidrometeorología son ciencias que permiten mejorar muchos aspectos de esta operación. Todo adelanto que se obtenga en estas ramas del saber humano redundará en favor de la economía del sistema; es decir, en favor de la economía del país.

## EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS DE ENERGÍA

por Bruce C. Netschert \*

La evaluación de los recursos energéticos en escala regional o nacional, puede tener una o dos finalidades. La primera, de carácter inmediato, consiste en identificar —encontrar y medir— los recursos que pueden explotarse económicamente en las condiciones reinantes como parte del desarrollo económico general de la región o país; es como una especie de inventario de la riqueza natural con fines de desarrollo inmediato y su realización le corresponde a organismos como el *Geological Survey* o al *Hydrological Survey*. Reviste importancia especial en países como los de América Latina en que este tipo de actividad sistemática todavía no constituye una práctica largamente establecida.

La segunda finalidad —evaluación de los recursos energéticos— puede incluir a la primera, pero está orientada hacia un futuro más lejano. Su importancia aumenta en todos los países del mundo a medida que se presta mayor atención al planeamiento a largo plazo con el desarrollo de técnicas más avanzadas que permitan emprenderlo. Tiene por objeto evaluar la riqueza total de recursos de la región o país para confrontarla con las nuevas necesidades o usarla como base para estimar la futura capacidad de producción. En otras palabras, el fin que se persigue es hacer un inventario en que basar la política nacional, teniendo en cuenta los recursos presentes y futuros.

Este documento confiere mayor importancia a la segunda finalidad. Se basa en un estudio, de reciente publicación, que Recursos para el Futuro realizó en los últimos años sobre “La energía en la economía americana: 1850-1975”.

Las diferencias que presentan estas dos formas de evaluación de los recursos de energía se ilustran con claridad en el trabajo efectuado por la Comisión Económica para Europa al evaluar los recursos hidroeléctricos de esa región. La Comisión no se limitó a hacer un inventario de los emplazamientos hidroeléctricos susceptibles de aprovechamiento inmediato sino que prefirió más bien comenzar por el estudio de las condiciones del medio y considerar el potencial producido por el escurrimiento total y el salto bruto de cada tramo separable de ese escurrimiento a través de toda la región. Este concepto se denomina “potencial teórico”, dado que en la práctica es del todo imposible, por razones técnicas y económicas, desarrollar y aprovechar plenamente el caudal y la altura de caída.

Dentro del potencial teórico se distinguía aquella parte que podía aprovecharse en la práctica con la tecnología actual y que se denomina “potencial técnico”.

Y, dentro de éste, a su vez, se distinguía, además, esa otra parte que sería económicamente viable de desarrollar en las condiciones presentes, o sea el “potencial económico”.<sup>1</sup>

Como conceptos, estos tres niveles de potenciales hidroeléctricos son simples y precisos, aunque el potencial técnico es algo ambiguo en relación con los costos. (Por ejemplo ¿cómo puede distinguirse la verdadera imposibilidad física de la impracticabilidad a causa de los gastos extravagantes que supone, *verbi gratia*, el embalse de una zona de inundación de 50 millas de ancho o la relocalización de una gran ciudad?)<sup>2</sup>

Por otra parte, la medición de los potenciales no es cosa fácil. Para medir el potencial teórico se necesitan datos hidrológicos y topográficos detallados de toda la zona en estudio. Los otros dos potenciales requieren el estudio de cada emplazamiento en particular, la elección acertada de los criterios restrictivos y discernimiento en cada caso sobre la aplicación o no de estos criterios. La medición en sí supone un esfuerzo oneroso de grandes proporciones y los juicios no pueden ser del todo objetivos sino que deben contener, inevitablemente, un elemento subjetivo sustancial.

Por muchas dificultades que presente la medición, los conceptos en sí mismos constituyen un adelanto muy valioso para evaluar los recursos hidroeléctricos y su aplicación ofrece importantes ventajas. Su valor radica en que permiten sistematizar la evaluación y proporcionan un marco de referencia en el cual basarla. De no existir estos conceptos, el cálculo de los recursos hidroeléctricos sería ambiguo y tal vez errado. Si los recursos se estiman (en términos de la potencia instalada) en 50 millones de kilovatios, por ejemplo, ¿qué significa esto? ¿Representa esta cifra sólo la potencia que puede justificarse económicamente en esos momentos? ¿Incluye la potencia que puede producir energía sólo a un costo equivalente al doble del que tiene la electricidad actualmente o a un nivel más elevado? ¿Tiene en cuenta los adelantos en el diseño, tecnología

<sup>1</sup> Para una exposición detallada de estos términos véase: Comisión Económica para Europa, Comité de Energía Eléctrica, *Hydro-Electric Potential in Europe and its Gross, Technical and Economic Limits* (Naciones Unidas, mayo de 1953), p. 51. Mayores informaciones pueden obtenerse en otros informes de esa Comisión y de la Comisión Económica para Asia y el Lejano Oriente y en algunos documentos presentados a las recientes reuniones regionales y mundiales de la Conferencia Mundial de la Energía.

<sup>2</sup> Véase V. M. Yevdjevich, *Some Statistical Methods for Determining Water Power Resources*, Documento 165 b/13, Quinta Conferencia Mundial de Energía, Viena, 1956; y S. H. Schurr y B. C. Netschert con Vera F. Eliashberg, Joseph Lerner y Hans H. Landsberg, *Energy in the American Economy, 1850-1975; An economic Study of Its History and Prospects* (Baltimore: Johns Hopkins Press, 1960), pp. 441 ss.

dales en las zonas donde sea necesario. Mediante la cooperación entre estos dos servicios, se han hecho instalaciones especiales en estaciones en donde es necesario obtener información instantánea sobre los caudales en las estaciones.

Cada año, a comienzos de junio, un comité con representantes de varios servicios, se reúne y traza los planes de operación para el pago Mead y la planta de energía de Hoover para los doce meses siguientes. El pronóstico del caudal forma la base del planeamiento de la explotación. También se toman en consideración los requerimientos de crecidas del lago Mead, las necesidades de riego de los Estados Unidos y de México, las necesidades de potencia y energía de los beneficiarios de la presa Hoover, y la integración de la explotación de la central de energía de dicha presa con las de las presas Davis y Parker.

Los registros de caudales representan un papel muy importante en la determinación de las pérdidas y aprovechamientos del agua a lo largo del río y para ajustar los procedimientos de desvío para atender los compromisos de riego y energía en lugares ubicados río abajo. Con estos informes, la Oficina se mantiene al corriente sobre sus explotaciones y, mediante ellos, también puede hacer frente a los cambios que se produzcan.

No hay que menospreciar la importancia de otros datos, como la sedimentación, evaporación y calidad del agua. Por lo general se obtienen datos sobre sedimentos y calidad del agua en algunas estaciones simultáneamente con las mediciones del gasto. Los datos sobre sedimentación son muy importantes para el planeamiento y diseño de nuevos embalses y para la explotación de los sistemas fluviales.

En cierta medida, la calidad del agua constituye un problema en los sistemas de aprovechamiento múltiple. El Servicio de Salud Pública del Departamento de Salud, Educación y Bienestar y el de Investigaciones Geológicas, recopilan datos sobre la calidad del agua y hacen recomendaciones para adoptar las medidas correctivas necesarias, cuando las condiciones lo permiten.

Las pérdidas por evaporación de las aguas superficiales de los embalses y ríos que forman el sistema del Colorado, revisten cierta gravedad. Durante 1952 y 1953, el Servicio de Investigaciones Geológicas realizó intensos estudios de las pérdidas por evaporación en el lago Mead, y desarrolló un método para determinar dichas pérdidas.

Continuamente se perfeccionan nuevas técnicas para la recopilación de datos fundamentales, entre las que se cuentan el perfeccionamiento de los instrumentos, transmisión de los informes, y los efectos de otros hechos, tales como la radiación solar sobre el derretimiento de la nieve. En lo futuro, la principal parte de los datos hidrológicos e hidrometeorológicos podrá recopilarse en forma automática y suministrarse a alguna máquina computadora electrónica para que pueda hacerse mecánicamente también el cálculo de los pronósticos e integración de los caudales proyectados con la explotación de los proyectos de aprovechamiento múltiple.

Entretanto, la Oficina de Rehabilitación de Tierras continúa obteniendo las estadísticas en la forma acostumbrada y amplía sus facilidades para la recolección de datos para abarcar todas las posibles necesidades de obtención de datos hidrológicos e hidrometeorológicos.



“sos” que hizo la Comisión Federal de Energía. Del examen de sus cifras que hace la propia Comisión, se evidencia, que se dan cuenta que podría llegarse a aprovechar el 100 por ciento del total. Pero el término “recursos” indujo a error a los usuarios de las cifras, quienes parece que lo consideran como el equivalente de lo que según el nuevo método se denominaría el potencial teórico. En realidad, habría que ser muy optimistas para llevar el aprovechamiento hidroeléctrico más allá del 60 por ciento de ese potencial, sobre todo en 1975. Todo esto ha ido en perjuicio de un buen planeamiento, ya sea por parte del gobierno o de la industria, lo que podría haberse evitado (y aún es tiempo) adoptando los conceptos y la terminología descritos anteriormente.

En el trabajo de Recursos para el Futuro se vio que las discusiones sobre la oferta futura de otros recursos convencionales de energía, los combustibles minerales, acusaba la misma tendencia constante a subestimar el verdadero potencial con los mismos resultados engañosos que daban pie a las personas que los utilizaban para hacer suposiciones falsas. Con el objeto de buscar una solución satisfactoria al problema, se ideó otro método conceptual y terminológicamente distinto para estimar las reservas naturales de los combustibles minerales que, en muchos aspectos, se asemeja al nuevo método aplicado a la energía hidroeléctrica. Existe una exposición completa de este trabajo;<sup>4</sup> el presente documento destaca las diferencias de los resultados que se obtienen con los métodos antiguo y nuevo.

El petróleo crudo constituye un ejemplo excelente. En la industria se habla corrientemente de “reservas extraíbles comprobadas”, definidas, en rigor, como las reservas naturales de petróleo crudo que pueden extraerse económicamente con los pozos existentes. Estas reservas representan el inventario de explotación y tienden, por lo tanto, a ser un múltiplo bastante pequeño de la actual producción anual. Esto significa que para mantener la producción futura hay que descubrir nuevas reservas, y por esto mismo, se ha tratado de calcular la cantidad que queda por descubrirse.

Las dificultades que presenta esta estimación son enormes, pero aquí pueden pasarse por alto. De interés inmediato es la aproximación que se aplica para el cálculo. El elemento fundamental de esta aproximación se relaciona con la cantidad de petróleo posible de extraer que existe en el lugar. En los Estados Unidos ésta alcanza por ahora alrededor de un tercio; o sea, por cada tres barriles que se sabe que existen realmente en el suelo se extrae uno y quedan dos. Al plantear el problema, las personas encargadas de hacer las estimaciones suponen —casi sin excepción— que este índice de extracción se mantendrá en el futuro, y que cualquiera que sea la cantidad de petróleo que se suponga existente en los Estados Unidos, sólo se podrá extraer una tercera parte.

Al igual que el pesimismo que existe con respecto a la futura tasa de crecimiento de la capacidad hidro-

eléctrica de los Estados Unidos, este cálculo, aunque parezca extraño, se opone a la realidad pasada y presente. La proporción de un tercio actualmente extraíble representa un aumento con respecto al pasado a consecuencia de los mejores métodos de extracción. En vista de lo anterior sería lógico esperar que en el futuro mejore aún más la capacidad de extracción. Sin embargo, sería totalmente arbitrario suponer un nivel mayor de extracción en cualquier período futuro. Se plantea entonces el dilema de querer considerar en el futuro una mayor extracción, pero sin contar con una base concreta.

El problema se resuelve yendo al límite absoluto; o sea, la cantidad total de petróleo que, según se estima, existe en un país o región. Esta cantidad se denomina “base de recurso” del petróleo y equivale conceptualmente al potencial hidroeléctrico teórico. La base de recurso es la cantidad con la cual la tecnología actual y futura puede trabajar. Al igual que el potencial hidroeléctrico teórico, no cabe esperar su “desarrollo” completo (descubrimiento y producción), pero constituye un punto de referencia que permite apreciar las posibilidades y perspectivas futuras. En este caso, el concepto de base de recurso es útil, sobre todo porque hay indicios de que se está produciendo una revolución en la técnica de extracción. En los Estados Unidos el nivel medio de extracción de dos tercios para 1975 ha llegado a ser una hipótesis plausible en los últimos años.

Al aplicar el concepto de base de recurso al problema del futuro abastecimiento interno de petróleo crudo en los Estados Unidos, puede verse el cambio de perspectiva que ofrece este nuevo planteamiento. Se han hecho estimaciones de la cantidad de petróleo que queda por descubrir en el país aplicando la hipótesis de las “reservas comprobadas”. Es decir, se ha tratado de cuantificar el petróleo que queda por descubrir en función del que podría extraerse y producirse con la tecnología moderna y en las condiciones actuales de costo y precio. Esto supone que en el futuro, así como en el presente, de cada 3 barriles de petróleo localizados, en la práctica podrá extraerse uno. Sobre esta base, el total del suministro potencial futuro de petróleo en los Estados Unidos, incluyendo las reservas comprobadas presentes que ascienden a 32 000 millones de barriles (4 200 millones de toneladas) fluctúa entre 80 000 y 190 000 millones de barriles (11 000 y 25 000 millones de toneladas) según varias estimaciones.

Ajustando estas estimaciones a la hipótesis de que sólo podría producirse un tercio del petróleo que existe realmente en el lugar, se obtiene un “equivalente base de recurso” aproximado a 500 000 millones de barriles (67 000 millones de toneladas). Este es el total de petróleo crudo, potencialmente disponible para su futura extracción, la cantidad a la cual puede aplicarse la tecnología presente y futura. Cabe señalar que ésta no se basa en un cálculo aislado de la riqueza petrolera de los Estados Unidos, sino que es una cifra derivada de estimaciones hechas por expertos de la indus-

<sup>4</sup> Schurr, Netschert y otros, *op. cit.*, cap. 7.

de la construcción y explotación que, aunque todavía no se han perfeccionado, prometen reducir los costos de algunos emplazamientos en el futuro? o ¿representa esta cifra el máximo absoluto que jamás pueda desarrollarse?

Si los cálculos se hacen conforme a los tres potenciales, estas preguntas quedan de inmediato contestadas, quizás no a entera satisfacción, pero por lo menos con bastante claridad. Si la cifra de 50 millones de kilovatios se basa en las condiciones económicas actuales, es indudable que no representa el límite tope ni en el terreno técnico ni en el físico. Existe un potencial a largo plazo mayor y, probablemente, mucho mayor. Esto es de importancia sobre todo si ya se ha aprovechado una parte considerable; por ejemplo, 40 millones de kilovatios. Dada la forma en que se ha definido la cifra de 50 millones, es obvio que el aprovechamiento está llegando a un límite sólo en las circunstancias económicas y técnicas imperantes. No se ha desconocido ni descartado por inferencia la posibilidad de que en el futuro sea factible, desde el punto de vista técnico y económico, aumentar la capacidad.

Las ventajas que ofrece esta terminología, y los conceptos que ella encierra, son varios. Ofrece, por ejemplo, un medio de obtener estimaciones de los recursos hidroeléctricos por deducción estadística. Se ha progresado mucho en la derivación de relaciones empíricas entre los tres potenciales cuando se dispone de mediciones directas para todos ellos,<sup>3</sup> y con una técnica más refinada se podrá obtener una primera aproximación del potencial económico de una región o país si se conoce el potencial teórico, y viceversa, con evidente ahorro de tiempo y dinero.

Otra ventaja reside en las diferentes perspectivas que ofrecen los diversos potenciales. Si lo que interesa es el presente, la medida apropiada es el potencial económico. Si la mira se fija a largo plazo, el potencial teórico proporciona el límite máximo absoluto de cualquier posibilidad que pueda materializarse en el futuro.

En resumen, los conceptos que acaban de describirse contribuyen en forma importante al cálculo de los recursos hidroeléctricos, por cuanto desligan al ingeniero de su característica preocupación por el presente. La consideración del futuro mediato es inadecuada y quizás hasta peligrosa si no se tienen en cuenta el constante progreso tecnológico y las circunstancias económicas distintas de las que prevalecen en la actualidad. El hecho, ya tradicional, de que el técnico se preocupe sólo por lo que en la práctica es inmediata o inminentemente posible, ha sido aquí superado, lo que permite apreciar en lo que valen las posibilidades más amplias inherentes al futuro.

Un buen ejemplo de las ventajas de este sistema, la constituye la experiencia negativa recogida por los Estados Unidos donde todavía no se ha adoptado. El gobierno de ese país, a través de la Comisión Federal de Energía Eléctrica (*Federal Power Commission*) pu-

blica periódicamente estimaciones de los recursos hidroeléctricos nacionales. Estas estimaciones no se limitan al potencial cuyo aprovechamiento suele ser económico en el presente sino que van más allá e incluyen los emplazamientos "susceptibles de aprovecharse económicamente en un momento dado". Sin embargo, nunca se deja claramente establecido en qué medida se pasa el límite económico, y aunque las estimaciones no pretenden abarcar todos los emplazamientos posibles, lamentablemente el término "recursos" implica un inventario completo. En realidad, parece que las estimaciones son una simple suma de los emplazamientos que han merecido la atención de la Comisión.

Como resultado de lo anterior, "los recursos hidroeléctricos" de los Estados Unidos (incluidos los emplazamientos que ya se han aprovechado) han estado en continuo aumento. En 1950, alcanzaban a 104.6 millones de kilovatios, y en 1959, a 122.1 millones de kilovatios (cifra correspondiente a 48 estados) cantidad que representa un aumento de una sexta parte en los nueve años. El cambio en sí no es importante —ya que toda estimación debe considerarse sujeta a revisión—; lo que es materia de crítica es lo que el cambio representa. La falta de una base clara y lógica para estimar y expresar el potencial hidroeléctrico de los Estados Unidos se ha traducido en una constante y grave subestimación del verdadero valor de ese potencial. Este es un grave inconveniente si se tienen en cuenta sus consecuencias. A causa de que las personas encargadas del planeamiento gubernamental e industrial necesitan tener una idea del futuro aumento de la capacidad hidroeléctrica instalada de los Estados Unidos, se han hecho muchas estimaciones de ese futuro crecimiento. El estudio de todas las estimaciones publicadas a partir de 1948 revela que durante ese período la mayoría reflejaban pesimismo en cuanto al futuro. En casi todos los casos se subestimó la tasa de crecimiento registrada en la práctica desde el momento en que se hicieron sus estimaciones. Y, lo que es más notable, este pesimismo ha persistido hasta el presente. Las estimaciones de los dos últimos años suponen una marcada reducción futura de las actuales tasas de crecimiento, tal como se previó en los cálculos anteriores. En 1925-9 la tasa de crecimiento fue en promedio de 4.5 por ciento anual. De 1946 a 1959 fue de 5.5 por ciento; y para el período 1959-62 (incluyendo las adiciones proyectadas y en construcción) la tasa es de 7.7 por ciento. Sin embargo, en las estimaciones de la capacidad instalada para 1975 está implícita una tasa de crecimiento de 2.1 por ciento después de 1962.

La explicación más lógica de la expectativa de una fuerte reducción de la tasa de crecimiento reside en la suposición implícita (y a veces declarada) de que el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de los Estados Unidos ha llegado a tal punto que en el futuro se verá entorpecido por su costo creciente y la dificultad de utilizar los emplazamientos restantes. Este supuesto nació a raíz de las estimaciones de "los recur-

<sup>3</sup> Véase Comisión Económica para Europa, *op. cit.*, y diversos documentos presentados a la Quinta Conferencia Mundial de la Energía.

## CRITERIO GENERAL PARA SELECCIONAR EL TAMAÑO DE LAS CENTRALES GENERADORAS HIDROELÉCTRICAS EN PROYECTOS DE APROVECHAMIENTO MÚLTIPLE

por *Arnold B. Taylor* \*

Las obras de aprovechamiento de la energía hidroeléctrica que ejecuta el Cuerpo de Ingenieros, se efectúan conjuntamente con otras actividades vinculadas a los recursos hidráulicos; por ejemplo, navegación, prevención de crecidas, riego y otros fines conexos de utilidad pública.

Los proyectos para instalar centrales generadoras son de diversos tipos. Algunos se basan en el aprovechamiento del caudal de pasada; otros en sistemas de embalse; otros constan de una central única instalada sobre una sola corriente de agua, otros de un sistema interconectado de centrales instaladas en una cuenca.

Los proyectos de aprovechamiento del caudal de pasada prevén un embalse que permite acumular los escurrimientos que se producen fuera de las horas de punta.

Los proyectos de embalse son aquellos que prevén una considerable capacidad de embalse que se utiliza para aumentar el caudal, durante los períodos en que éste disminuye, para generar energía y controlar las crecidas. En las regiones donde existe un escurrimiento estacional excesivo, el embalse proyectado puede utilizar el mismo depósito para generar energía y para prevenir las crecidas. En otros proyectos de embalse, el espacio que se dedica al aprovechamiento hidroeléctrico está separado del que se destina exclusivamente al control de las crecidas.

El concepto de aprovechamiento múltiple se aplica a los proyectos que utilizan cuencas fluviales, ya que es más económico combinar varios propósitos en un solo proyecto. Este enfoque concuerda con el objetivo de aprovechar ampliamente los recursos hidráulicos.

Es preciso considerar también otros aspectos que afectan a la cantidad de agua disponible para la generación de energía: el suministro de agua, las necesidades de la navegación, la disminución del suministro por las necesidades de riego, la precisión de agua para la conservación de los peces y su migración, las descargas mínimas de caudal para reducir la contaminación y las pérdidas por evaporación, percolación y fugas. También deben considerarse otros factores, como la sedimentación en el embalse, las fluctuaciones del nivel de agua del embalse para combatir los mosquitos, la utilización del embalse para diversos esparcimientos, y la degradación y formación de depósitos de grava aguas abajo.

Las centrales construidas por el Cuerpo de Ingenieros se han planeado, en líneas generales, considerando

que la energía generada se venda en un sistema interconectado existente que sirva una región muy extensa. Por lo tanto, los proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico cuyo radio de transmisión alcanza a centros de consumo, compiten entre sí para continuar su desarrollo y con fuentes alternativas de energía (centrales de vapor alimentadas por combustible) para proveer al mercado. Las características de la carga que es necesario servir y el tipo de instalaciones generadoras que proveen al mercado existente, son elementos básicos en la determinación del tamaño de la central que deberá instalarse.

En regiones donde el mercado está abastecido en su mayor parte por otras centrales hidroeléctricas, el tamaño de las instalaciones iniciales debe limitarse aproximadamente al factor de carga actual del mercado. En las regiones en que la proporción mayor del suministro de energía proviene de fuentes alimentadas por combustible, se han practicado estudios muy completos, en los cuales la generación potencial de punta del proyecto que se examina se distribuye en la demanda de punta diaria y mensual del sistema.

En el proyecto inicial se consideran futuras ampliaciones cuando el aumento previsto de la carga durante la vida económica del proyecto y los cambios que pueden producirse en las características del mercado, indiquen una necesidad futura que sea posible encarar económicamente.

Las estimaciones del costo de los diversos planes para aprovechar la energía hidráulica, se agregan a las demás informaciones de costos para obtener el precio total del proyecto. Para llegar al monto de la inversión requerida, se suman los gastos imprevistos, de ingeniería, diseño, supervisión y administración, y el interés devengado durante la construcción. Los cargos anuales sobre el costo de inversión del proyecto se comparan con las utilidades anuales previstas durante la vida económica del mismo. Estos cargos incluyen el interés sobre la inversión, amortización, asignaciones para reposición de instalaciones cuya vida útil es más breve que la vida económica del proyecto, y gastos de explotación y conservación. En los estudios de factibilidad económica para el proyecto de centrales eléctricas, se incluye una suma adicional equivalente a los impuestos que los gobiernos federal, estatal y local dejarán de percibir si el gobierno federal ejecuta las obras de aprovechamiento, las que de otro modo seguramente serían construidas por empresas de otra índole.

Se determina luego el valor anual medio de todos

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.1.

tria petrolera de acuerdo con las reservas comprobadas; es la que está implícita cuando se aplica su propia hipótesis de extracción al futuro a largo plazo. Tampoco esta cifra supone en modo alguno que efectivamente se descubrirán y producirán en el futuro alrededor de 500 000 millones de barriles. En cambio, constituye una medida del límite absoluto del recurso y, dadas las posibilidades de que la tecnología mejore en el futuro, ofrece una visión más optimista del potencial que la que ofrece el criterio más limitado. Por lo menos desde el punto de vista de los recursos, la perspectiva a largo plazo de la industria petrolera de los Estados Unidos ha cambiado totalmente a consecuencia de lo anterior. Uno de los cambios importantes es que la cifra de 500 000 millones de barriles incluye aproximadamente 200 000 millones de barriles (27 000 millones de toneladas) de petróleo cuya existencia se conoce, pero no puede extraerse en la actualidad.

La enseñanza que se desprende de todo esto, por lo que toca a la evaluación de los recursos de energía, puede reducirse a una sola frase: *Al hacer una evaluación a largo alcance de los recursos, es esencial tener en cuenta el progreso tecnológico futuro.* Esto se aplica por igual a los países industrializados y a los que todavía se encuentran en las primeras etapas de desarrollo de sus recursos; a los países en que el desarrollo de los recursos está en manos de la iniciativa privada y a aquellos en que es materia de planeamiento por parte del gobierno. Lo que no quiere decir que la hipótesis de la base de recurso se traduzca necesariamente en cambios importantes de política, ni que los recursos submarginales se conviertan, por consiguiente, en recursos de significación económica inmediata. Pero, en cambio, significa que las decisiones, tanto de orden público como privado, pueden tomarse con pleno conocimiento de los recursos; que hay menos posibilidades de que se desperdicien las oportunidades de desarrollar determinados recursos; que es más probable que puedan aprovecharse en forma más cabal los recursos naturales y de que el desarrollo de los recursos no apro-

vechados hasta ahora, ocurra antes de lo que de otro modo habría sido posible.

Hay muchos ejemplos en América Latina de casos en que puede aplicarse, en la actualidad, el planteamiento de la base de recurso. En los países que tienen la suerte de poseer recursos petrolíferos puede calcularse la cantidad total de esta riqueza que, según se sabe, existe en el suelo, lo que permite obtener una evaluación cuantitativa del impacto potencial de la técnica moderna de extracción. Donde también existe gas natural, esta fuente de energía adquiere nueva significación con la moderna técnica de almacenamiento y transporte marítimo del gas licuado en barcos petroleros. También debe hacerse una evaluación completa de los recursos que contienen gases naturales licuables, a fin de confrontarlos con la creciente demanda de estos hidrocarburos como combustible para las industrias petroquímica y de refinación, y con los potenciales que representan las técnicas mejoradas de transporte, almacenamiento, distribución y uso de los gases licuados de petróleo.

Lo mismo puede decirse con respecto al carbón de todo tipo. Un inventario completo de los yacimientos carboníferos, por inferior que sea su calidad y remota su ubicación, supone disponer de la información necesaria con la cual evaluar el potencial de la combustión *in situ* y la gasificación y licuación en la superficie a medida que estas técnicas vayan progresando en el futuro.

En todo esto es necesario vencer la preocupación por el presente inmediato al considerar el futuro a largo plazo; abandonar la idea preconcebida de que un recurso sin valor económico actual jamás llegará a adquirirlo. Esto no debe hacerse teniendo fe ciega en que llegará un día en que los actuales recursos sin valor se convertirán en riqueza inapreciable, sino reconociendo, con un criterio práctico, que en el bullir tecnológico actual y en el del futuro, que será aún mayor, es evidente que algunos de ellos adquirirán utilidad económica, supeditada como es lógico, a la demanda.

depósito para prevención de crecidas se destinaría exclusivamente a tal fin. Para el embalse inferior, destinado a la generación de energía y suministro de agua, se consideraron estudios detallados del período crítico de bajo caudal del sistema, y se le asignaron 925 000 pies por acre, con un descenso de nivel de 43 pies bajo el nivel máximo del embalse generador de energía. Sin embargo, las unidades se seleccionaron e instalaron para aprovechar el embalse de regulación hiperanual de 341 000 pies por acre en un descenso de nivel adicional de 27 pies, en caso de que la energía firme fuese más crítica que las necesidades de capacidad. El período crítico de caudal del sistema se extendió desde el 28 de mayo de 1953 hasta el 30 de septiembre de 1954. La producción del sistema hidroeléctrico sin el proyecto existente, tendría una capacidad instalada de 626 000 kilovatios, con una capacidad firme estacional de 612 000 kW. La fuerza motriz sería aproximada-

mente de 67 000 kW. Agregando el proyecto propuesto al sistema hidroeléctrico, la capacidad instalada sería de 738 000 kW, con una capacidad firme que alcanzaría a 724 000 kW. La fuerza motriz anual para un período crítico de caudal sería de 94 000 kW, considerando las necesidades iniciales de suministro de agua. La fuerza motriz del sistema, incluyendo el proyecto que estudiamos, llegaría a 79 000 kW teniendo en cuenta las necesidades máximas de suministro de agua. La carga que deberá servirse muestra necesidades de punta muy elevadas en el verano, de manera que las fuentes hidroeléctricas serían más económicas que las fuentes alternativas para encarar estas puntas de carga. La capacidad y la generación de energía de fuentes hidroeléctricas varía mes a mes, pero se utilizan primordialmente en la punta de la carga mensual. Si se produce un período crítico de caudal, el proyecto emplazado aguas arriba funcionaría con un factor de carga de un

**DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO DE EMBALSE**  
(Miles de dólares)

	Proyecto de aprovechamiento múltiple	Proyectos alternativos de aprovechamiento único		
		Abastecimiento de agua	Prevención de crecidas	Energía
<b>1. Resumen de costos, gastos y beneficios</b>				
a) Costo inicial . . . . .	49 621.3	8 752.6	13 500.0	46 127.5
b) Intereses durante la construcción . . . . .	2 481.0	274.0	422.0	2 018.0
c) Inversión . . . . .	52 102.3	9 026.6	13 922.0	48 145.5
d) Gastos anuales				
1. Interés a 2.5 por ciento . . . . .	1 303.0	226.0	348.0	1 204.0
2. Amortización: 2.5 por ciento en 50 años . . . . .	534.0	93.0	143.0	494.0
3. Explotación, mantenimiento y reposiciones . . . . .	274.0	20.0	35.0	241.0
4. Impuestos no percibidos . . . . .	907.0	—	—	907.0
5. Total . . . . .	3 018.0	339.0	526.0	2 846.0
e) Beneficios anuales				
1. Energía añadida al sistema				
Capacidad: 112 000 a 22 dólares . . . . .	2 464.0			2 464.0
Energía: 172 millones de kWh a 1.5 milésimos de dólar . . . . .	258.0			258.0
2. Prevención de crecidas . . . . .	363.0		363.0	
3. Suministro de agua . . . . .	529.0	529.0		
4. Total . . . . .	3 614.0	529.0	363.0	2 722.0
f) Coeficiente de costo/beneficio . . . . .	1.16	1.56	0.69	0.95
<b>2. Distribución anual de costos</b>				
a) Beneficios . . . . .	3 614.0	529.0	363.0	2 722.0
b) Costo alternativo . . . . .	3 711.0	339.0	526.0	2 846.0
c) Beneficios limitados por el costo alternativo . . . . .	3 424.0	339.0	363.0	2 722.0
d) Costo separable . . . . .	2 597.0	48.0	113.0	2 436.0
e) Beneficios restantes . . . . .	827.0	291.0	250.0	286.0
f) Distribución de costos conjuntos . . . . .	421.0	148.0	127.0	146.0
g) Total de costos distribuidos . . . . .	3 018.0	196.0	240.0	2 582.0
h) Impuestos no percibidos . . . . .	907.0			907.0
i) Distribución total, costo del proyecto . . . . .	2 110.0	196.0	240.0	1 675.0
j) Coeficiente de costo/beneficio . . . . .	1.16	2.7	1.51	1.05

los beneficios tangibles que derivan de los propósitos del proyecto, y que pueden evaluarse monetariamente.

Si el proyecto significa beneficios en la prevención de las crecidas, la navegación, el riego y el suministro de agua, estos se evalúan por los métodos corrientes. Los beneficios de la energía se tasan en colaboración con la Comisión Federal de Energía basándose en el costo de la energía equivalente producida por la más económica de las fuentes alternativas que puedan servir en igual forma a la región. En la fuente alternativa de energía, es preciso considerar dos valores: costo de la capacidad y costo de la energía. El costo de la capacidad incluye los cargos fijos sobre la inversión, los gastos fijos de explotación, conservación, administración y gastos generales. El costo de la energía incluye el del combustible empleado en producirla y los gastos variables de explotación y de conservación; se expresa en kilovatios/hora de energía.

La capacidad firme que debe considerarse en los proyectos de embalse es el potencial de producción de la central hidroeléctrica en los períodos de demanda de punta del sistema.

La capacidad firme de la central, evaluada para proyectos de aprovechamiento del caudal de pasada, es el potencial menor en los períodos de bajo caudal o el potencial durante las crecidas. Si el potencial de carga de la central está vinculado a las características de la carga que deberá proporcionar, el potencial en las horas de punta se evalúa como capacidad firme.

El valor unitario de la energía proveniente de la fuente alternativa, se emplea como valor unitario de la energía producida por la central hidroeléctrica proyectada, y se aplica a la energía media que ésta producirá por año.

Si existen otras centrales hidroeléctricas ubicadas aguas abajo del embalse proyectado, y esas centrales se benefician por la acumulación de aguas que éste supone, los beneficios netos se adjudican al proyecto de embalse para determinar su justificación.

Los beneficios atribuidos a un proyecto pueden incluir un margen para el valor anual equivalente de los beneficios futuros que se anticipan como consecuencia de posteriores ampliaciones de las instalaciones. Al computar los beneficios y costos de una central futura, se utilizan los valores aplicables a la instalación inicial, pero estos se ajustan a su valor actual para reflejar el efecto de las dilaciones en los costos y beneficios adicionales.

Los beneficios y costos adicionales se añaden a los beneficios y costos de la instalación inicial, para obtener los costos y beneficios totales del proyecto a través de su vida económica. Los costos y beneficios adicionales y totales, se comparan al decidir la capacidad instalada que es preciso prever.

Los beneficios totales de los propósitos múltiples servidos por el proyecto, se suman para compararlos con los gastos anuales. Un coeficiente favorable, parte del cual se basa en los costos y el valor de la energía, indica que el proyecto es ventajoso considerado como

beneficio global. La instalación máxima de centrales generadoras de energía, limitada por la utilización de la capacidad en la carga del sistema, es aquella en la cual los beneficios adicionales del incremento de energía, calculados considerando el valor de la energía producida por la fuente alternativa más barata, sean idénticos a los cargos anuales por este incremento de la energía.

Si el agua se utiliza para diversos fines (proyectos de aprovechamiento múltiple), los costos se distribuyen entre ellos. Esta distribución determina la parte del costo del proyecto que corresponde a cada función, y se basa en los siguientes principios generales: a) Cada función debe sufragar el costo separable o adicional de incluir dicha función en el proyecto; b) ninguna función debe significar costos que excedan los beneficios u otros gastos alternativos justificados, y c) todas las funciones de un proyecto deben compartir equitativamente los ahorros conjuntos del proyecto de aprovechamiento múltiple.

Para ilustrar estos procedimientos, en los párrafos que siguen resumimos algunos estudios de la factibilidad de proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico.

El problema primordial es el de determinar el tamaño de la instalación generadora de energía en un proyecto de acumulación de aguas mediante un embalse que servirá para controlar avenidas, suministrar agua y generar energía. El proyecto se emplazará aguas arriba, antes de otros dos embalses proyectados que también permitirán prevenir crecidas y generar energía. Las fuentes de energía existentes en la región son, en su mayoría, centrales de vapor. El crecimiento anual de la carga en el sistema interconectado se estima aproximadamente en 300 000 kW de capacidad. La fuente alternativa de energía sería una central eléctrica de vapor cuyo costo aproximado de inversión alcanzaría a 125 dólares por kW de capacidad. La Comisión Federal de Energía computó el costo de la fuente alternativa de energía sobre la base de un financiamiento privado, y determinó que la capacidad costaría 22 dólares por kW al año, y la energía, 1.5 millones por kWh en el emplazamiento del proyecto hidroeléctrico. Los costos de transmisión y las pérdidas se consideran en el valor. Los impuestos que no se perciben, componentes también del valor de la capacidad, alcanzan a 8.10 dólares por kW y representan una pérdida económica para los organismos gubernamentales al recaer el aprovechamiento de la energía en el Gobierno Federal más que en empresas privadas.

En el emplazamiento propuesto se estudiaron diversos niveles para las instalaciones, tratando de determinar la altura más económica en relación con los diversos embalses para cada propósito. Las crecientes necesidades de suministro de agua hicieron aconsejable que el análisis económico supusiese dos períodos en los 50 años de vida económica del proyecto. Se determinó que el embalse para prevención de crecidas, de 300 000 pies por acre, se emplazaría 10 pies más alto que la parte superior del embalse para generar energía. El

# UTILIZACIÓN DE LOS GRUPOS AXIALES PARA EL EQUIPO DE CAÍDAS BAJAS

por H. Amblard \*

Se sabe que, para una potencia dada, los valores relativos del caudal y de la altura de caída tienen una influencia primordial sobre el costo de una instalación hidroeléctrica. En particular el precio de costo del kWh anual es más elevado para las caídas bajas.

Para aumentar la rentabilidad de estas instalaciones, en las cuales predomina el uso de las turbinas Kaplan y Hélices, ha sido necesario buscar nuevas técnicas que permitan realizar importantes economías en los precios de las obras y del material electromecánico. Para ello se ha comprobado que el sistema axial es el más adecuado.

La conducción hidráulica es muy sencilla con respecto a la de las turbinas Kaplan y Hélices que necesitan obras voluminosas y caras; la dimensión de las turbinas es menor gracias a la salida axial del agua motriz y la alimentación cónica de la rueda.

Concebidos en 1920, los grupos Bulbo, sólo han sido desarrollados verdaderamente estos últimos cinco años, por el impulso dado a los estudios de turbinas axiales para el proyecto de la central maremotriz de La Rance. Los progresos realizados han hecho posible la concepción de máquinas Bulbo de gran potencia.

Existen varios tipos de máquinas: Bulbos de Microcentrales (instalaciones de caídas muy bajas, con caudal moderado), Grupos-Pozo, Bulbo de río, cada uno de los cuales tiene su sector de aplicación particular, según las características de la obra.

En una comparación con los grupos Kaplan o Hélice clásicos, el balance económico global está claramente a favor de los grupos Bulbo, siendo notable la disminución de las inversiones de capital, la que fluctúa en la forma siguiente:

a) Del 30 al 40 por ciento, según los casos, para los Bulbos de Microcentrales. (Se ha podido considerar la explotación en gran escala de este tipo de yacimiento hidropotencial, que hasta ahora no era lucrativo.)

b) Del 15 al 20 por ciento para la utilización en los grandes ríos de llanura.

La siguiente nota presenta las varias categorías de Bulbos, indica las zonas de empleo y los criterios que pueden orientar para elegir la solución que se debe adoptar, y explica las ventajas principales que ofrecen los grupos Bulbo para el equipamiento de caídas bajas.

## 1. Grupos Bulbo de Microcentrales

### a) Descripción

Un grupo Bulbo de Microcentral es un conjunto

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/3.9.

monobloque compuesto de una turbina Hélice que arrastra directamente un generador asíncrono encerrado en un cárter estanco perfilado lleno de aceite.

El distribuidor de la turbina siempre es fijo; los álabes pueden ser fijos o móviles, en el caso de caudales o caídas muy variables. El alternador es de tipo asíncrono con rotor en caja sin anillos, el bobinado del estator tiene sólo uno o dos conductores por ranura para conseguir la máxima solidez.

El aceite que llena el interior desempeña una función múltiple: refrigeración, engrase de los cojinetes, aislamiento del estator y estanqueidad del conjunto, gracias a la ligera sobrepresión dada con relación al agua.

Indiquemos que existe otro tipo de Bulbos de Microcentrales en el cual la rueda de la turbina arrastra un alternador no sumergido por medio de un multiplicador cónico.

El campo de empleo de los Bulbos de Microcentrales corresponde a caídas inferiores a 10 o 12 metros, con caudales inferiores a 15 o 20 m<sup>3</sup>/seg.

## 2. Grupos-pozo

Los primeros grupos-pozo encargados en 1954, se han puesto en marcha en 1957 en *Wadrinau*, en la Moseila (Francia). Estos grupos, representan una etapa intermedia en la evolución de las turbinas axiales hacia los grupos Bulbo de río.

### a) Descripción

En los grupos-pozo, el alternador de construcción clásica está dentro de un pozo estanco de hormigón o metal, aguas arriba de la rueda de la turbina. Puede estar arrastrado mediante un multiplicador de velocidad, lo que permite la utilización de una máquina de gran velocidad y de dimensiones reducidas. Dos canales que rodean el pozo alimentan la rueda de la turbina. El distribuidor, así como los álabes, puede ser fijo o móvil.

### b) Campo de utilización

Las alturas de caída no deben ser demasiado importantes (aproximadamente 5 a 6 metros), los diámetros de la turbina no han de pasar de 3 o 3.5 metros para evitar que las obras de albañilería sean costosas y, si las potencias unitarias alcanzan más de 4 a 5 000 CV, puedan surgir dificultades para introducir el generador en el pozo.

8 a 9 por ciento, en el lugar de emplazamiento. La capacidad instalada del proyecto propuesto se fijó en 112 000 kW, que se generarán en dos unidades. Las turbinas seleccionadas producirían los 112 000 kW de capacidad en forma más eficiente con una altura media de caída y producirían los 112 000 kW con funcionamiento completo de las compuertas a una altura de caída reducida, en el punto de descenso del nivel de las aguas que corresponde a las horas de punta del sistema durante el año crítico. Como el proyecto aprovecha sustancialmente toda la energía disponible en su emplazamiento, está destinado para absorber la carga

de punta y tiene un factor de carga relativamente bajo, la instalación inicial y la final son las mismas. El análisis de la distribución de costos aparece en el cuadro adjunto.

El estudio de esta distribución de costos muestra que algunos aspectos del aprovechamiento del agua con un propósito único no son factibles económicamente si se consideran por separado, pero sí lo son cuando se combinan en un proyecto conjunto y comparten en forma equitativa, el ahorro resultante. Esto demuestra las ventajas del concepto de aprovechamiento múltiple en los proyectos de utilización de recursos.



## ASPECTOS DE LA DEFINICIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO MÁS CONVENIENTE PARA UN SISTEMA DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

por José Cruz Morais y Jorge Azevedo Cipriano \*

Si cada aprovechamiento está destinado a trabajar integrado en un sistema, sus características no deberán ser definitivamente fijadas sin tener en cuenta los intereses de orden energético y económico de este sistema de conjunto.

Refiriéndose al aspecto de la capacidad de almacenamiento de los aprovechamientos, los autores presentan un método de apreciación de las necesidades globales de almacenamiento en el sistema hidroeléctrico, tanto en el aspecto de capacidad estival como en el de la capacidad interanual, teniendo en cuenta las incidencias en la productividad permanente del sistema.

Seguidamente, basándose en los elementos de caracterización determinados por este método, se formulan algunas consideraciones que tienden a definir las capacidades globales de almacenamiento, de ambas categorías, más convenientes en el caso del sistema productor portugués, atendiendo a los aspectos económicos del problema de almacenamiento ante los costos de producción térmica de apoyo, teniendo en cuenta las necesidades del país.

El caudal de los ríos portugueses se caracteriza por una acentuada irregularidad, manifiesta tanto en períodos mensuales como anuales e incluso en períodos de varios años, y tiene como aspectos de mayor importancia, en lo que se relaciona con el problema de la regularización —que como se comprende, está íntimamente relacionado con el del aprovechamiento del potencial hidroenergético— la ocurrencia normal de largos y severos estíos, y la posibilidad de años muy secos consecutivos.

Además, los diversos cursos de agua, presentan una notable semejanza en las respectivas curvas cronológicas de caudales, revelando un análisis de este aspecto, que en períodos relativamente largos, que son los que más interesan en sistemas con regularización elevada —como los que necesitará el sistema portugués— las correlaciones entre los caudales de los diversos ríos son bastante altas, lo que demuestra claramente la pequeñez de las posibilidades existentes de compensación a largo plazo, entre regímenes y su relativa semejanza climática.

Tal semejanza, traducida en la comparabilidad de las características de distribución de las respectivas afluencias, conduce lógicamente, a la posibilidad de definir características, a las que podremos llamar características medias, que se atribuyen, con suficiente aproximación, al sistema productor hidroeléctrico por-

tugués, independiente de los aprovechamientos, que en cada momento, vengán a integrar ese sistema.

En cuanto a las características del régimen de afluencias, una vez que la producción permanente sólo tiene significado real cuando está definida en condiciones de garantía, que, atendiendo a las graves incidencias económicas de eventuales restricciones, debe ser muy alta, no queda duda de que interesa esencialmente la consideración de los regímenes más desfavorables que puedan admitirse.

Se define naturalmente, aquella productividad a partir de las peores condiciones de afluencia registradas, criterio que parece justificado y es utilizado con frecuencia en el estudio de problemas ligados al aprovisionamiento.

Dada la semejanza de las condiciones hidrológicas de los diversos cursos de agua portugueses, es posible definir las características esenciales del sistema productor hidráulico con cierta independencia de los aprovechamientos que en realidad lo constituyan.

Utilizando esa posibilidad, vamos a basarnos para nuestros fines, en el sistema productor que estará en servicio en 1964.

Naturalmente, las “afluencias al sistema” representan la suma de las afluencias a cada uno de los aprovechamientos, expresadas en unidades de energía mediante la consideración de caídas seleccionadas de acuerdo con la experiencia de la exploración y con métodos estadísticos apropiados.

Vamos a orientar nuestro estudio para determinar las producciones permanentes hechas posibles por la hipotética creación, en este sistema, de diferentes capacidades de almacenamiento. Ahora bien, la capacidad total necesaria para hacer permanente una determinada producción anual  $W$ , a que corresponde una potencia media  $P$  es, lógicamente, definida por la mayor de las diferencias positivas entre las producciones que le correspondan en períodos de todas las extensiones posibles (teóricamente entre cero e infinito) y las afluencias mínimas (de energía) del sistema registradas en esos mismos períodos.

Esto es, siendo  $P$  la potencia permanente deseada y  $W_{min}(t)$  las afluencias mínimas registradas en un período de duración  $t$ , la capacidad mínima de almacenamiento (en energía)  $C_p$ , necesaria para el efecto, será dada por el máximo valor de la diferencia  $P.t - W_{min}(t)$ :

$$C_p = \text{máx} [P.t - W_{min}(t)]$$

para todos los valores posibles de  $t$ .

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.3.3.

### 3. Bulbos de río

Son los grupos Bulbo modernos de grandes dimensiones y de gran potencia, que se han perfeccionado gracias a los prototipos de las centrales maremotrices.

El éxito de los grupos experimentales de *Cambeyrac*<sup>1</sup> (puesto en funcionamiento en junio de 1957), y de *Argentat*<sup>2</sup> (mayo de 1958) han facilitado la introducción de los Bulbos de río.

El primero de este tipo, situado en *Beaumont-Monteux*,<sup>3</sup> funciona desde 1958 sin incidente particular de explotación, y la eficacia de ese tipo de máquinas ha sido confirmada con el funcionamiento del grupo maremotor de *Saint-Malo*,<sup>4</sup> en diciembre de 1959.

#### a) Descripción

Los grupos Bulbo de río, están concebidos, desde el punto de vista de la explotación, de manera análoga a los Kaplan clásicos. El acceso a las piezas esenciales debe ser posible en marcha o en parada. Los desmontajes parciales deben ser realizables en el interior de la envoltura sin necesidad de desmontar completamente el molinete, operación larga, sobre todo para los de grandes diámetros. Los Bulbos de río difieren, por tanto, claramente de los Bulbos de Microcentrales considerados como un conjunto monobloque de difícil acceso, y donde cualquier accidente conduce a un desmontaje completo del molinete.

Para satisfacer las exigencias antedichas (y en particular el acceso al compartimento aguas abajo del recinto), que eliminan prácticamente los pequeños diámetros de ruedas, se han estudiado dos categorías de Bulbos de río, según que el ataque del alternador se haga directamente o por medio de un multiplicador de velocidad: para los diámetros de ruedas comprendidos entre 2 900 y 4 300 mm. se emplean grupos con multiplicador de velocidad incorporado, y para los diámetros superiores, el alternador síncrono es arrastrado directamente por el eje de la turbina.

#### 4. Interés de los grupos Bulbo de río y balance económico global

El interés de los grupos Bulbo decrece en función de la caída. Su campo de aplicación se limita a las caídas del orden de 15 metros. Para una disposición dada, una comparación entre los gastos ocasionados por los dos tipos posibles de utilización, Kaplan clásicos o

<sup>1</sup> CAMBEYRAC: en el Truyère (Francia). 7 000 CV. bajo 10.70 metros con 150 rpm.  $\phi$  rueda = 3 000 mm.

<sup>2</sup> ARGENTAT: en el Dordogne (Francia). 19 200 CV. bajo 16.50 metros, 150 rpm.  $\phi$  rueda = 3 800 mm.

<sup>3</sup> BEAUMONT-MONTEUX: en el Isère (Francia). 12 000 CV. bajo 12.50 metros, 159 rpm.  $\phi$  rueda = 3 800 mm.

<sup>4</sup> SAINT-MALO: en la pequeña esclusa del puerto (Francia). 12 200 CV. bajo 6 metros, 88 rpm.  $\phi$  rueda = 5 800 mm.

grupos Bulbo, muestra generalmente una economía global aproximada al 20 por ciento a favor de los grupos Bulbo.

#### a) Obras de ingeniería

La parte principal de esta economía es debida a las obras de ingeniería. Un estudio efectuado para diferentes proyectos muestra que alcanza un valor del 30 por ciento del costo total de las obras.

#### b) Material hidromecánico

La disposición axial de la turbina con alimentación cónica permite la utilización de fuertes caudales específicos, siendo las dimensiones principales de las máquinas inferiores para una potencia dada. Puede decirse que la reducción sobre el precio del conjunto del material electromecánico (alternador comprendido) se eleva a 8 por ciento aproximadamente del costo del material clásico de la misma potencia.

La disminución global del 20 por ciento en el capital invertido indicada anteriormente, se traduce generalmente por una disminución aproximada al 15 por ciento del precio por kilovatio instalado.

Estos grupos presentan otras ventajas: por ejemplo, en ciertas condiciones son posibles las operaciones de bombeo, que permiten la producción máxima de energía a un grupo de centrales instaladas en cascada sobre el mismo río.

Los grupos Bulbo, al reducir sensiblemente los capitales invertidos, facilitan una mejor utilización del potencial energético de los grandes ríos de llanura.

### 5. Conclusión

Concebidos primeramente para revalorizar las pequeñas instalaciones de bajas caídas, los grupos axiales han presentado tales ventajas hidráulicas y económicas, que se han impuesto como los únicos capaces de resolver el problema del equipo de las instalaciones maremotrices, para las cuales los grupos Bulbo de grandes dimensiones, están en funcionamiento o en fabricación.

Habiendo probado el éxito de funcionamiento en condiciones muy severas, con el grupo maremotor de *Saint-Malo*, ha parecido normal que tales grupos puedan competir con ventaja con las turbinas Kaplan clásicas en las instalaciones de caídas bajas, para las cuales, los problemas son, evidentemente, más simples.

Habiendo demostrado la comparación de las dos soluciones una clara superioridad de los grupos Bulbo, desde ahora, para las centrales en los grandes ríos de llanura, todo proyectista experimentado debe necesariamente pensar en la posibilidad de instalación de dichos grupos Bulbo.

fue hecha basándose apenas en las necesidades de desalmacenamiento en situación de régimen crítico, sin analizar los aspectos inherentes a la necesidad de reconstitución de los almacenamientos, acabado un período seco, de cualquier duración, a tiempo de hacer frente a un nuevo período de afluencias inferiores a la producción necesaria.

Por lo tanto, la capacidad estudiada anteriormente sólo era suficiente para los efectos deseados si tuviese las condiciones de reconstitución indispensables. Son esas condiciones las que vamos a intentar analizar sucintamente.

De todos los períodos secos que se pueden considerar, el de mayor frecuencia, con período más regular y más fácil caracterización, es sin duda, el correspondiente a los estíos.

Es lógico, por tanto, que procuremos analizar las condiciones precisas para que el sistema les pueda hacer frente, con la maleabilidad necesaria al mantenimiento de la garantía deseada.

Dadas las condiciones de seguridad deseadas, no parece razonable admitir una elevada probabilidad de que la capacidad "estival" sea insuficiente para satisfacer las necesidades de producción.

De acuerdo con este raciocinio, se cree que conviene que la capacidad "estival" sea suficiente en 85 por ciento de los casos, valor que más adelante justificaremos mejor. En esas condiciones, habría que recurrir a la reserva interanual en cerca del 15 por ciento de los años, o lo que es lo mismo, sería necesario recurrir a esa reserva, cada 6 años, aproximadamente y *en pro-*

*medio*. El período medio de reconstitución parece así suficiente para encarar con cierta tranquilidad lo que en años secos pueda ocurrir.

Justificado con lo que acaba de decirse, vamos a considerar que la capacidad estival de los embalses debe bastar para hacer frente a las necesidades de desalmacenamiento no excedidas en 85 por ciento de los casos.

La curva correspondiente va trazada en el gráfico III, en donde también se indica —obtenida a partir de la curva del gráfico I y de la de ahora referida— la curva relativa a la capacidad "interanual".

El trazado de las curvas relacionando las capacidades de almacenamiento con el grado de permanencia de la producción presenta el interés ya mencionado de suministrar un instrumento esencial a los estudios de la economía de la regularización de producción a través de la constitución de embalses de elevada capacidad.

En Portugal, se están efectuando estudios de esa naturaleza, pero aún no posibilitan la presentación de resultados definitivos.

A pesar de todo, creemos poder revestir de cierto interés la exposición y justificación, aunque en términos en cierto modo calificativos, de las soluciones que parecen, en este momento, las más convenientes.

Analizando el gráfico II, se concluye que:

a) Es muy difícil alcanzar en el conjunto del sistema, producciones permanentes más allá de la correspondiente a cerca de 80 a 85 por ciento de las afluencias medias.

b) La regularización, además de producciones permanentes de cerca de 70 por ciento y hasta del 85 por ciento de permanencia, exige la creación de almacenamientos en la proporción de 2.5 unidades de energía por cada unidad de energía o más hecha permanente, lo que traduce un esfuerzo de realización, ciertamente apreciable. Las condiciones futuras de concurrencia entre las diferentes formas de energía, permitirán, a su tiempo, decidir si es o no justificable ese esfuerzo.

c) Entre los grados de permanencia de 55 y 70 por ciento de las afluencias medias, el esfuerzo de regularización puede traducirse por la necesidad de crear almacenamientos a razón de 1.5 unidades por cada unidad de energía hecha permanente. Tal esfuerzo nos parece justificado, aun sin concluir los estudios económicos necesarios, pero atendiendo a los intereses nacionales.

Llegamos así a la conclusión de que una producción permanente de cerca del 70 por ciento de las afluencias medias parece corresponder, por lo menos hasta mejor definición de condiciones de concurrencia entre costos de energía eléctrica de diferentes orígenes, al compromiso más conveniente entre la necesidad de obtener el máximo aprovechamiento de los recursos hidroenergéticos y la indispensable atención que ha de prestarse a la economía de la producción.

A ese valor de producción permanente corresponde la necesidad de hacer almacenamientos globales, en energía, representando en el mínimo cerca de 45 por ciento de las afluencias del año medio.

**Gráfico III**

NECESIDAD DE REGULARIZACIÓN DEL SISTEMA PRODUCTOR HIDROELECTRICO PORTUGUÉS, QUE SE REFIERE A CAPACIDAD ESTIVAL E INTERANUAL  
ESCALA NATURAL

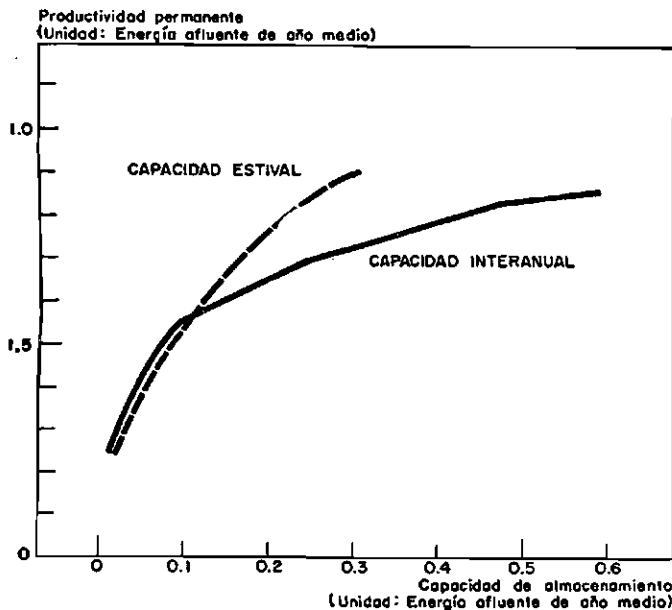
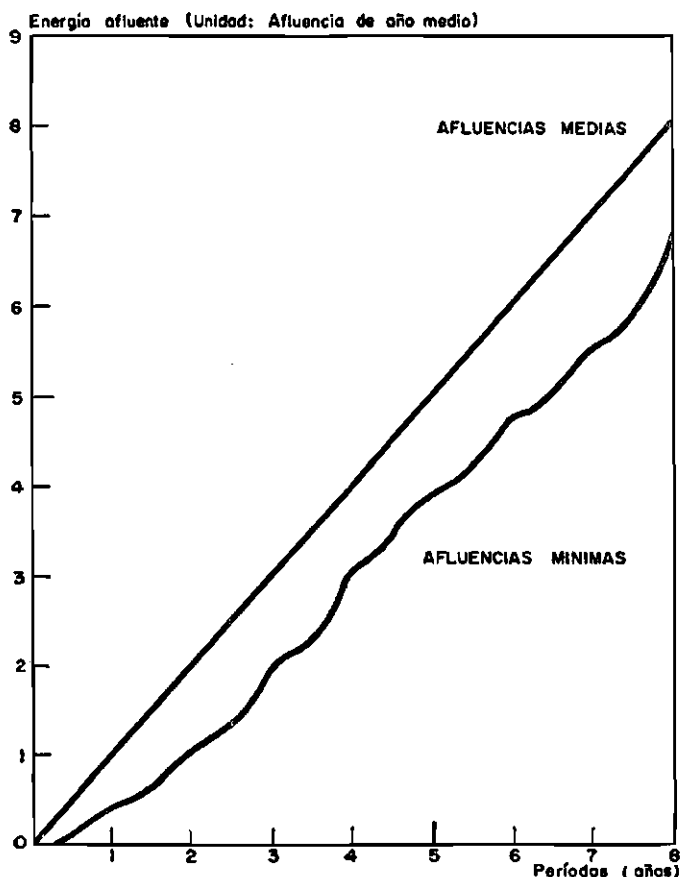


Gráfico I

CAUDALES EN PERÍODOS HASTA DE OCHO AÑOS,  
EXPRESADOS EN FUNCIÓN DEL CAUDAL  
MEDIO ANUAL

ESCALA NATURAL



Para dar una idea de conjunto esencial en cuanto a este aspecto, se trazó el gráfico I donde se presentan las afluencias mínimas reales registradas en períodos de diversas duraciones hasta un máximo de 8 años.

Puede concluirse de este gráfico que las afluencias mínimas en períodos cortos asumen valores relativos muy bajos y que, aun para períodos bastante extensos, se localizan alrededor de apenas un 75 a 80 por ciento de la afluencia media. Es evidente de nuevo la dificultad de que de esta afluencia media se aproveche en forma permanente un alto porcentaje.

Para determinar las capacidades de almacenamiento necesarias con el fin de obtener una producción anual permanente determinada, basta trazar por el origen una recta pasando en el punto abcisa 1 año y de ordenada igual a esa producción, buscando en seguida la mayor diferencia positiva de ordenadas entre esa recta y la curva de las afluencias mínimas. Procediéndose así para diversas producciones permanentes, puede establecerse una curva (gráfico II) expresando, en función de los almacenamientos totales hipotéticamente creados, las producciones permanentes garantizadas para regímenes no más desfavorables que los peores registrados.

Para facilitar el resultado, tanto las capacidades de almacenamiento como las producciones permanentes posibles van expresadas tomando como unidad la energía afuente de año medio.

La curva de este gráfico presenta 4 trozos bien diferenciados, separados por 3 puntos de discontinuidad con respecto a las producciones permanentes de cerca de 55, 70 y 80 a 85 por ciento.

La observación del proceso de obtención anteriormente descrito permite concluir que el primer trozo (inferior al 55 por ciento) corresponde a la necesidad de vencer períodos críticos como los estios, más o menos prolongados; el segundo trozo (hasta 70 por ciento) corresponde a la necesidad de pasar períodos críticos de cerca de un año y medio constituidos por el año hidrológico más seco y por el estío anterior; al tercer trozo (hasta cerca de 80 a 85 por ciento) corresponde la necesidad de vencer períodos críticos con la extensión de cerca de dos años y medio, constituidos por el peor bienio hidrológico y por el estío anterior; finalmente, además de los 80 a 85 por ciento, el período crítico considerado es de extensión superior a siete años.

Se ha procurado hasta aquí, definir la capacidad de almacenamiento mínima necesaria para regularizar la producción del sistema hidroeléctrico portugués.

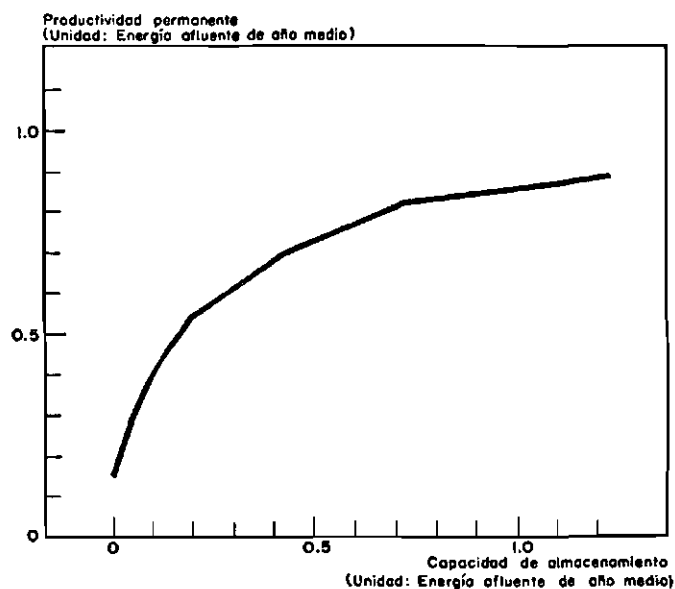
Es fácil comprender que, en realidad, no bastará dotar el sistema con embalses totalizando una capacidad dada para garantizar la permanencia de producción antes indicada como correspondiéndole.

En efecto, si tenemos presente la manera como fue anteriormente definida la capacidad de almacenamiento mínima necesaria en función del grado de permanencia deseado, podemos verificar que tal definición

Gráfico II

CARACTERÍSTICA DE REGULARIZACIÓN DEL SISTEMA PRODUCTOR HIDROELÉCTRICO PORTUGUÉS

ESCALA NATURAL



portugués probablemente deberá en las condiciones energético-económicas más convenientes desde el punto de vista nacional, poseer una capacidad total de almacenamiento representando cerca del 65 por ciento de la producción permanente del año medio; de esa capacidad, una cuantía un poco inferior de la mitad (cerca de 45 por ciento) corresponde a la capacidad anual

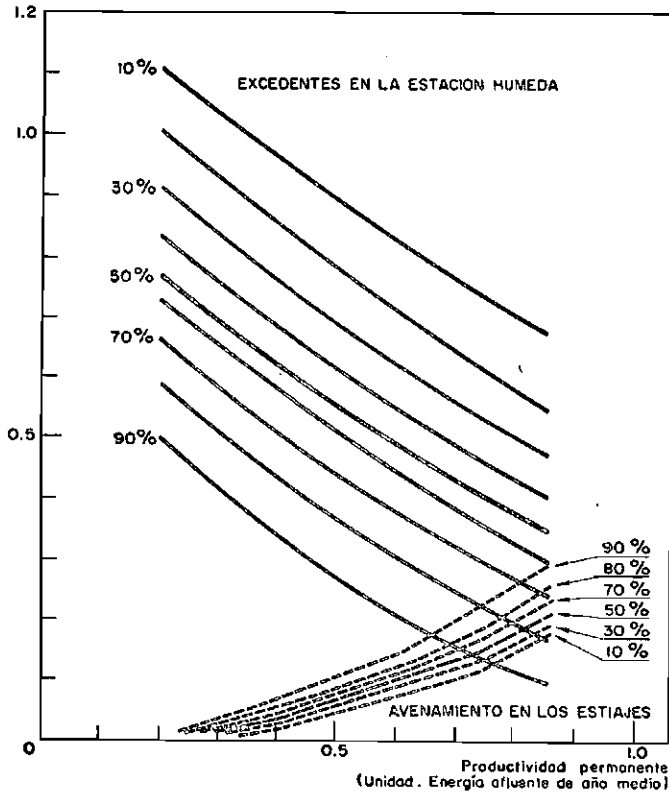
y el restante 55 por ciento a la capacidad interanual.

Los autores terminan su trabajo refiriendo las propias condiciones de economía de la producción hidroeléctrica portuguesa, a pesar de las desfavorables características hidrológicas y del elevado grado de garantía deseado, obligando a la constitución de muy elevadas capacidades de almacenamiento.

Gráfico IV

DISTRIBUCIÓN DE LOS EXCEDENTES DE ENERGÍA  
HIDRAULICA EN LA ESTACIÓN HÚMEDA Y DE  
LOS AVENAMIENTOS NECESARIOS DURANTE  
LOS PERIODOS DE ESTIAJE

ESCALA NATURAL



Obsérvese ahora el gráfico IV para el encuadramiento del problema en el aspecto de la capacidad "estival". Este gráfico procura determinar, a través de un conjunto de curvas de igual probabilidad, las necesidades de desalmacenamiento durante los estíos. Para confrontar, se presenta en el mismo gráfico otro conjunto de curvas caracterizando los excedentes de energía (diferencias entre las afluencias y las producciones necesarias) en la estación húmeda.

Las curvas de los dos conjuntos, en que se considera la probabilidad de ser excedidos los regímenes hidrológicos anuales, para facilidad en las conclusiones, indican los excedentes de energía, en la estación húmeda (a partir de los cuales hay que hacer frente a las necesidades en la estación seca) y los desalmacenamientos necesarios en los estíos, en función de la producción permanente deseada.

Muestra el gráfico IV que, como es natural, los excedentes de energía durante la estación húmeda decrecen, en cuanto las necesidades de desalmacenamiento en el estío aumentan, a medida que el grado de permanencia deseado se hace mayor, de forma que, a partir de permanencias aproximadas al 60 por ciento, los dos haces empiezan a sobreponerse progresivamente.

Por la observación del gráfico podemos concluir, que para una permanencia del 70 por ciento es posible

satisfacer los consumos sin recurrir a la reserva interanual en cerca del 85 por ciento de los años; para una permanencia del 80 por ciento, ya sólo es posible dispensar ese recurso en cerca del 175 por ciento de los años, etc. En otras palabras: para producciones permanentes del 70, 80 y 90 por ciento, las probabilidades de tener que recurrir a la reserva interanual para satisfacer el consumo anual son de cerca del 15, 25 y 35 por ciento, respectivamente, admitiendo que, para los regímenes correspondientes, era posible retener enteramente en los embalses los excedentes de energía en la estación húmeda.

Parece pues confirmarse, desde este aspecto, la conveniencia de no proseguir con la regularización más allá de la permanencia del 70 por ciento.

Admitamos, por tanto, que el sistema debe de tener posibilidades de dispensar el recurso a la reserva interanual en regímenes con probabilidades de ser excedidos del 85 por ciento. Ahora bien, se verifica que, en regímenes de probabilidad anual de ese orden, la afluencia durante la estación húmeda es de cerca del 50 por ciento de la del año medio. Se hace, pues, necesario, que teniendo las reservas convenientes para satisfacer las necesidades del estío, en las condiciones en análisis, de resultar de la retención en los embalses de los caudales de la estación húmeda, los embalses de capacidad superior a 50 por ciento de la de su afluencia anual media, esto es, los embalses de índice de regularización superior a 0.5, sólo pueden contribuir para la parcela de almacenamiento anual, llamémosla así, con la parte de su capacidad correspondiente al 50 por ciento de las afluencias; en cuanto a los embalses de menor regularización, podrán, en principio, contribuir para esa parcela con su almacenamiento total.

No será normalmente posible dispensar alguna producción de los embalses que estamos considerando, durante la estación húmeda, por razones de potencia. Así parece razonable, al menos en cuanto no se dispone en la red de instalaciones de bombas destinadas a la cobertura de las puntas, considerar una capacidad menor, que tomaremos aproximadamente, como la correspondiente al 40 por ciento de las afluencias anuales.

Ahora bien, la capacidad de almacenamiento que corresponda al desalmacenamiento durante el estío con un régimen de la probabilidad que venimos considerando, es de alrededor del 20 por ciento de la afluencia media, como se ve en el gráfico, o sea cerca del 45 por ciento del almacenamiento total necesario para la permanencia de 70 por ciento. La conclusión es ahora inmediata: cerca del 45 por ciento del almacenamiento necesario o, lo que es equivalente, un almacenamiento que corresponda a cerca de  $2/7$  de la producción permanente anual, deberá estar constituido por embalses de regularización inferior a 0.4 y por las parcelas de almacenamiento de los embalses de mayor regularización correspondientes al 40 por ciento de las afluencias del año medio.

Acabamos así de señalar que, dentro de las premisas establecidas, el sistema productor hidroeléctrico

## V. LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA

### NOTA SOBRE LAS ACTIVIDADES DEL ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ATÓMICA EN EL TERRENO DE LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA

por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) \*

#### Introducción

El fomento de la producción de energía nucleoelectrica con fines pacíficos es una de las principales funciones que en su respectivo estatuto se le asigna al Organismo Internacional de Energía Atómica.

En tres resoluciones diferentes de la Conferencia General del Organismo<sup>1 2 3</sup> se reitera la importancia que sus estados miembros conceden a esta cuestión y se insiste en la necesidad de prestar especial consideración a las necesidades de los países insuficientemente desarrollados.

Para desempeñar la mencionada función, el Organismo concentra sus actividades en tres esferas distintas:

- a) Acopio y difusión de datos técnicos y sobre costos de producción, relativos a reactores generadores.
- b) Elaboración de métodos para evaluar y utilizar esos datos.
- c) Su aplicación a los estudios de casos concretos que soliciten los estados miembros.

#### 1. Datos técnicos y sobre costos de producción

En lo que respecta a los datos técnicos, el Organismo, como es natural, sigue muy de cerca los últimos progresos de los distintos sistemas de reactores generadores, y estudia la naturaleza de los problemas que puede plantear su utilización en los países de escaso desarrollo económico. A raíz de la oferta hecha durante la última reunión de la Conferencia General por el gobierno de los Estados Unidos,<sup>4</sup> que invitó al Organismo a participar en los trabajos de concepción, construcción y explotación de reactores generadores de pequeña y mediana potencia en los Estados Unidos, el Organismo se ha puesto en contacto con la Comisión estadounidense de Energía Atómica para informarse sobre

este aspecto de su programa. Se tiene la intención de aprovechar tal oferta enviando funcionarios del Organismo para que en visitas de corta duración, observen de cerca el desarrollo de estos trabajos; la primera de estas visitas ha tenido ya lugar. Además de reunir información técnica, el Organismo se encargará de indicar a los diseñadores de reactores los diversos problemas que puede plantearles en el área de los países insuficientemente desarrollados, en construcción y explotación de centrales nucleoelectricas.

Por otra parte, el Organismo preparará, de cuando en cuando, sobre la base de los datos más recientes de que se disponga, un estudio sobre el costo de producción en reactores generadores; ya se ha publicado el primero de estos informes.<sup>5</sup> El segundo, que será mucho más amplio y recogerá la importante información sobre técnica y costos presentada en la Conferencia sobre reactores de pequeña y mediana potencia, se preparará en 1961 y será sometida al examen de la Conferencia General en su quinta reunión ordinaria.

#### 2. Elaboración de procedimientos de evaluación de costos

Cuando un estado miembro trate de usar los datos sobre costos relativos a reactores generadores, que figuran en diversas publicaciones o han sido difundidos por el Organismo, es posible que tropiece con dificultades para:

- a) Interpretar la importancia de las cifras facilitadas por países adelantados en el terreno nuclear, relativas al costo del combustible y a los gastos de construcción;
- b) Extrapolar estas cifras a fin de emplearlas en su propio caso;
- c) Conseguir determinar, a base de dichas cifras, el costo de producción de la energía nucleoelectrica.

El Organismo Internacional de Energía Atómica tiene la intención de ayudar a sus estados miembros en cada uno de estos terrenos y para ello ha iniciado ya una serie de actividades conducentes a la elabora-

<sup>5</sup> Desarrollo de la producción de energía nucleoelectrica —Estudio sobre los costos de producción de la energía nucleoelectrica, GC(IV)/123.

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.4.2.

<sup>1</sup> Asistencia a los países menos desarrollados, GC(II)/RES/27, 8 de octubre de 1958.

<sup>2</sup> Asistencia a los países menos desarrollados en la producción de energía nucleoelectrica, GC(III)/RES/57, 8 de octubre de 1959.

<sup>3</sup> Estudios sobre los costos de producción de la energía nucleoelectrica, GC(IV)/RES/86, 6 de octubre de 1960.

<sup>4</sup> Véase el documento GC(III)/Com.1/OR.22, párrafo 92.





que parte de sus recursos térmicos pasarán a atender la carga fundamental. Para determinar el papel que la energía nucleoelectrica podrá desempeñar en lo que respecta a esa fracción térmica de la carga fundamental, es necesario emprender un análisis económico del costo de producción eléctrica para las diversas fuentes de energía. Esta fase de los estudios quedó terminada a fines de julio de 1960 y se espera que el Organismo reciba en breve el informe correspondiente.

Es posible que en los países de desarrollo insuficiente, en el sentido que por lo general se le da a esta expresión, no se puedan hacer predicciones tan exactas de los programas energéticos. Es necesario insistir en que cualquier proyecto serio relativo a la introducción de la energía nucleoelectrica en un sistema ya existente no puede basarse más que en un conocimiento exacto de la disponibilidad en el costo de la energía producida por medios tradicionales y en las necesidades de suministro previstas para el futuro. Así, pues, la investigación que realice el Organismo sobre el papel que la energía nucleoelectrica puede desempeñar en estos países tendrá que basarse en un estudio preliminar de los datos citados.

En enero de 1960, el gobierno de *Filipinas* solicitó la asistencia del Organismo al emprender un estudio de las perspectivas de la energía nuclear durante la próxima década. Atendiendo a esta petición, se envió a *Filipinas* una misión proporcionada por las Naciones Unidas, compuesta por dos especialistas del Organismo y un experto en problemas de energía. La misión contó con la cooperación del gobierno y, especialmente de la Comisión de Energía Atómica, para la tarea de obtener información completa sobre las condiciones del país en materia de energía eléctrica. Luego de permanecer cuatro semanas en el terreno, la misión redactó un informe que fue publicado en el último trimestre del año 1961.<sup>6</sup>

La existencia de un sistema interconectado de energía en la isla de Luzón (con un ritmo rápido de crecimiento y una carga básica relativamente grande), y las posibilidades más bien limitadas de aprovechar la energía hidroeléctrica en esa región en un futuro próximo señalaría la necesidad de instalar unidades térmicas para cargas medianas y grandes hacia los últimos años de la década del 60. El análisis de los limitados recursos de combustible doméstico y de las condiciones actuales de importación del petróleo, permitió a los expertos del Organismo llegar a la conclusión de que las centrales nucleares podrían competir con las centrales térmicas a petróleo que se construyeran en la última parte del decenio del 60, y que estaría plenamente justificada una comparación de costos basada en propuestas internacionales.

<sup>6</sup> OIEA, *Prospects of nuclear power in the Philippines*, Technical Reports Series No. 3 (Viena, 1961).

A fines de 1961, la Comisión de Energía Atómica del *Pakistán* invitó al Organismo a examinar la posibilidad de introducir el uso de la energía nuclear en diversas regiones de ese país, invitación que siguió a un extenso informe de dos ingenieros consultores (privados) sobre el particular. Se ha hecho llegar a la Comisión el informe de la misión que se envió al *Pakistán* con tal objeto, en enero de 1962. Las consideraciones preliminares de dicho estudio indican que la energía nuclear probablemente tendrá un costo que le permitiría competir, en ciertas regiones, con la energía generada por medios convencionales.<sup>7</sup>

Se espera que las discusiones con la Comisión se reanuden en un futuro próximo.

Se estima, pues, muy útil que el año próximo el Organismo continúe realizando los estudios piloto a que den lugar las peticiones concretas formuladas por sus estados miembros. Sería de desear que los futuros estudios piloto se refiriesen a la mayor diversidad de casos posibles y abordasen problemas tales como el grado de industrialización, las reservas locales de energía tradicional, las condiciones climáticas y las posibilidades financieras. También convendría que permitiesen llegar a conclusiones de tipo general. Resultaría conveniente, asimismo, el estudio de casos en los que se requiriese la energía de origen nuclear para fines distintos a los de la producción de electricidad; por ejemplo, la producción de calor para fines industriales, la desalinización del agua, etc. De esta manera, los estados miembros del Organismo podrán disponer de toda una gama de evaluaciones relativas a la energía nucleoelectrica, cuyos datos podrían también extrapolar al llevar a cabo los proyectos de sus propios programas.

Siempre que sea conveniente, se invitará a las Naciones Unidas a participar en estas actividades.

#### 4. Conclusiones

Actuando en este triple campo de actividad: el acopio y difusión de datos sobre los costos, la elaboración de procedimientos para su cálculo y el estudio de casos concretos, el Organismo se propone ser de utilidad para todos sus estados miembros.

Las dificultades con que se ha tropezado para llevar a cabo la primera parte de este programa obedecen a las características de una industria que se halla en plena y rápida expansión y en la que el análisis de los costos lleva siempre cierto retraso respecto de otros logros técnicos. Esforzándose por superar esos obstáculos, el OIEA confía en poder contribuir a dicha expansión.

<sup>7</sup> OIEA, *Prospects of nuclear power in Pakistan*, Technical Reports Series No. 7 (Viena, 1962).

ción de un sistema coherente de cálculo del costo de la energía nucleoelectrica.

Así, por ejemplo, la Secretaría está preparando un manual de cálculo de costos de la energía nucleoelectrica, que ha sido sometido al examen crítico de dos grupos de expertos en cálculo de costos y que se publicará en 1961. El manual ofrecerá una relación de las diversas partidas de gastos originados por la construcción y explotación de un reactor generador, y sugerirá un procedimiento uniforme para determinar los costos de producción de la energía eléctrica obtenida en una central nuclear.

La determinación de los gastos de producción inherentes a una sola central nuclear no es, por supuesto, más que un primer paso en la evaluación del valor económico de la energía nucleoelectrica. Si la central nuclear funciona dentro de una red productora de energía, por regla general, será preciso establecer previamente una comparación entre los gastos que para la red supone la explotación de la central nucleoelectrica y los derivados de una central de tipo tradicional; si un país proyecta llevar a la práctica un amplio programa de producción de energía nucleoelectrica, será preciso tener en cuenta los gastos indirectos que repercutirán en la economía nacional, en comparación con los que originarían otras soluciones posibles. Los problemas que plantea el cálculo de los costos en relación con la red y con la economía del país son, sin embargo, tan complejos que se justifica sobradamente el estudiarlos por separado, y así tendrá que hacerse en una etapa futura con la plena cooperación de las Naciones Unidas.

### 3. Aplicación de los datos a casos específicos

Al mismo tiempo que analiza y difunde los datos sobre el costo de producción de la energía nucleoelectrica y que elabora procedimientos generales para su extrapolación y aplicación, el Organismo, como es natural, está dispuesto a prestar asistencia y asesoramiento a sus Estados Miembros en relación con cualquier proyecto nucleoelectrico que piensen desarrollar.

El papel que desempeñe el Organismo en el desarrollo de la producción de energía nucleoelectrica tiene que variar necesariamente según el grado de industrialización de las diversas regiones o países. En las zonas industrializadas el Organismo tratará de fomentar el más amplio intercambio posible de informaciones técnicas y económicas. Este intercambio entre países adelantados que han seguido caminos distintos en esa esfera, será la mejor manera de descubrir aquellos "puntos débiles" en los que deberán concentrarse los esfuerzos encaminados a reducir el costo de la energía nucleoelectrica.

También en el caso de las regiones industrializadas, como las mencionadas anteriormente, el Organismo estará siempre dispuesto a prestar su ayuda y consejo para cualquier proyecto de producción de energía nucleoelectrica. Cabe citar aquí el proyecto de cons-

truir una central nucleoelectrica de 150-200 MW en las zonas de Río de Janeiro y São Paulo (el llamado Proyecto Mambucaba), para el cual *Brasil* ha solicitado ya al Organismo expertos en materia de responsabilidad civil y seguridad nuclear. Es posible también que, en lo futuro, se pida al Organismo una colaboración más activa en proyectos similares; por ejemplo, para tratar de obtener ofertas en el plano internacional.

Cuando se trate de países que aún no han decidido instalar su primera central nucleoelectrica, pero que poseen ya una considerable experiencia en materia de industrialización y de producción y distribución de energía clásica, la asistencia del Organismo puede abocarse en el análisis de las condiciones en que sería posible interconectar una primera central nucleoelectrica dentro de la red de centrales ya existentes. Esta clase de evaluaciones exige que la electrificación de la región de que se trate esté ya bien desarrollada y que se disponga de una larga experiencia que permita, por ejemplo, extrapolar las características de la expansión al decenio siguiente.

El caso de *Finlandia* constituye un buen ejemplo a este respecto. El 3 de diciembre de 1959, Finlandia invitó al Organismo a participar en estudios que determinarían el papel que podría desempeñar en ese país la producción de energía nucleoelectrica durante el próximo decenio.

La Comisión de Energía Atómica de Finlandia, en cooperación con la mayor empresa productora de electricidad, la empresa nacional Imatran Voima Oy, constituyó un grupo de trabajo presidido por el propio presidente de la Comisión. El director general, previa aprobación de la Junta, designó a un funcionario de la secretaría para que representase al Organismo y actuase como auxiliar especial del presidente del grupo de trabajo. El 3 de marzo de 1960 se firmó un acuerdo entre el Organismo y la Comisión para realizar dichos estudios, y los trabajos se iniciaron dentro del mismo mes. En la primera etapa del mismo se llevó a cabo una evaluación de las reservas energéticas del país y un análisis de la probable demanda futura de energía eléctrica. La mayor parte del trabajo, que se refinó principalmente a la producción de energía por medios tradicionales, fue realizada por el equipo de trabajo finés, pero el Organismo participó en ella facilitando y analizando datos de particular interés para determinar el futuro papel de la energía nucleoelectrica. Uno de los factores que deben tenerse en cuenta en ese país, donde la energía predominante es la hidroeléctrica y cuyas centrales térmicas sirven sólo de complemento durante los períodos de mayor consumo o de estiaje, es la evolución en la producción térmica, que ha dejado de servir exclusivamente para las cargas de punta y ahora atiende sin interrupción una parte de la carga fundamental. Dado que Finlandia explota alrededor de la mitad de su potencial hidroeléctrico económicamente aprovechable, una de las características más importantes de su sistema energético durante el próximo decenio será precisamente el hecho de

## b) Ahorro de divisas

Frecuentemente, no parece advertirse en los esfuerzos de muchos países, por ser autosuficientes en materia de energía, más que un motivo político o estratégico. ¡Como si no existieran poderosas razones económicas para proceder así! La demanda de energía eléctrica crece a un ritmo tal que el país que dependa, en todo o en parte, de la importación de combustibles se verá en muy pocos años en una situación insostenible, desde el punto de vista de su balanza de pagos; ya que es muy improbable, en efecto, que sus exportaciones aumenten lo suficientemente aprisa como para compensar las importaciones crecientes de combustibles.

Se comprende también fácilmente que países con reservas importantes de uranio, aun en la forma de minerales de baja ley, se interesen seriamente en centrales nucleoelectricas que permitan el aprovechamiento de ese potencial energético.

En el caso de países poseedores de reservas de uranio o torio y carentes o escasos de combustibles fósiles, la atracción de la energía nuclear es tal que no se pondrán a esperar a que ésta sea más económica. Brasil, India, Finlandia, pueden servir de ejemplo a este respecto.<sup>12</sup>

## c) Investigación y desarrollo tecnológico

Una gran parte de las centrales nucleares en funcionamiento (en todo el mundo), si exceptuamos aquellas que tienen un fin primordialmente militar (producción de plutonio), tuvieron por objeto contribuir al diseño de mejores reactores para la generación de energía y estudiar los problemas que se presentan con la adición de una central nuclear a un sistema eléctrico.

En estos casos, no se esperaba que la energía eléctrica resultara económicamente competitiva, ni al comienzo ni en el transcurso de la vida de la central.

Los gobiernos, las empresas eléctricas, o las fábricas de equipo eléctrico que cubrieron en una forma u otra las pérdidas resultantes de la generación de energía eléctrica cara, consideraron, sin embargo, que el gasto se justificaba por la información que proporcionan el diseño, construcción, operación y mantenimiento de esas centrales eléctricas y, a veces también, por el prestigio y la publicidad que, en determinadas ocasiones, se asocian al nombre de la energía nuclear.

## d) Estimulo a la investigación y la industria

En el caso anterior, la investigación y desarrollo tecnológico tienen por objeto, en definitiva, obtener cen-

trales nucleoelectricas que generen energía a un costo competitivo; el estímulo a la investigación y la industria que esos trabajos producen son, en cierto modo, secundarios. El criterio que se desea presentar aquí tiene por objeto promover el desarrollo de la investigación y de la industria de un país; pudiera decirse que el objetivo que se persigue es, fundamentalmente, hacer al país menos dependiente del extranjero en muchas ramas importantes de la tecnología y contribuir así al ahorro de divisas.

El país que emplee este criterio para encargar una central nuclear, pedirá que el proyecto de central tenga en cuenta las posibilidades de la industria nacional y que se planee fabricar el mayor número posible de piezas en el país comprador, no tanto por la economía inmediata de moneda extranjera que esto representaría, sino por el estímulo que se daría a la industria y el efecto permanente que pudiera tener en el desarrollo industrial del país.

En resumen, los criterios presentados no son otros que la generación de energía eléctrica barata y el ahorro de divisas, inmediatamente, a cierto plazo. No hay necesidad de subrayar que estos criterios aparecen frecuentemente mezclados, y en proporciones diversas, cuando se decide la instalación de una central nucleoelectrica.

## 3. Conclusiones

La producción de energía nucleoelectrica suscitó hace algunos años un optimismo desmesurado y, como reacción natural, asistimos hoy a manifestaciones de pesimismo posiblemente injustificadas.

La electricidad generada en centrales nucleares es, en general, todavía más cara que la obtenida por medios tradicionales y probablemente lo siga siendo en la mayor parte de los lugares durante algún tiempo. El descubrimiento de la fisión nuclear, por sí solo, no representa por ahora la fuente inextinguible de energía a muy bajo costo que algunos imaginaron. No obstante, la energía nucleoelectrica presenta un interés inmediato para todos aquellos países que poseen minerales de uranio o torio y están ya experimentando dificultades para satisfacer sus necesidades energéticas.

Se podría decir que todos los países con materiales fósiles o fértiles tienen un interés directo en la energía nucleoelectrica, aun cuando este interés pueda no presentar, por ahora, caracteres apremiantes. Los países en esa circunstancia deben seguir con atención tanto los desarrollos tecnológicos en materia de reactores como la evolución de su propia situación energética. Deben también prepararse, con el grado de urgencia que sea adecuado en cada caso, para el momento en que la explotación de la energía nucleoelectrica les resulte necesaria o conveniente.

Sobre este aspecto de la preparación adecuada, la ayuda de las organizaciones internacionales especiali-

<sup>12</sup> O. A. Carneiro, *El Proyecto de la central nuclear en Mambucaba*, Tercer Simposio Interamericano sobre la Aplicación de la Energía Nuclear para Fines Pacíficos, T/030 (Petrópolis, Brasil, julio de 1960). Véase también *Forum Memo*, vol. 7, No. 11 (noviembre de 1960), p. 12, y "Finnish Power Position", *Nuclear Eng.*, vol. 5 (1960), p. 205.

# CRITERIOS PARA LA ADICIÓN DE CENTRALES NUCLEARES A SISTEMAS ELÉCTRICOS

por Carlos Vélez \*

## Introducción

Los criterios económicos sobre utilización de la energía nuclear para la generación de electricidad, en definitiva se pueden reducir a dos: a) se espera que la energía eléctrica generada resulte más barata; b) se estima que el empleo de la energía nuclear permitirá reducir el gasto de divisas que necesita hacer un país para satisfacer sus necesidades energéticas u otras. Por otra parte, como veremos más adelante, en la fase de desarrollo inicial en que se encuentran las centrales nucleoelectricas, los criterios empleados para su instalación son más numerosos y complejos.

Como el título de este estudio lo indica, no consideraremos aquí centrales nucleoelectricas aisladas. Las circunstancias que suelen concurrir en este caso resultan en un alto costo de la energía generada, y si bien en algún caso especial, estas centrales pueden llegar a ser económicas, creemos que su contribución a la potencia nucleoelectrica instalada para fines civiles será, todavía durante muchos años, muy reducida.

### 1. Características de las centrales nucleoelectricas

Conviene enumerar rápidamente las principales características de las centrales nucleoelectricas, de modo que se pueda apreciar en qué medida los criterios a largo plazo anteriormente señalados pueden ser satisfechos en un futuro próximo.

#### a) Costo de la energía eléctrica

El costo de la energía eléctrica generada en centrales nucleares de diferentes tipos y en centrales tradi-

cionales térmicas e hidráulicas, es analizado, muy someramente, en el cuadro adjunto, cuyos datos sobre centrales nucleares provienen de una reciente publicación del Congreso de los Estados Unidos;<sup>1</sup> los referentes a centrales tradicionales se basan en estimaciones aplicables a la región central de México.

Para interpretar el cuadro siguiente, deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones:

*Fecha:* Se refiere a centrales que podrían estar en operación en 1970; y, por lo que atañe a centrales nucleoelectricas, supone que para lograr esas cifras se necesitará efectuar gastos de investigación y desarrollo, incluyendo la construcción de prototipos.<sup>2</sup>

*Potencia:* Se supone para todas las centrales una potencia de 300 MW (e). Sin embargo, mientras para el caso de centrales tradicionales no se hace ninguna consideración sobre el número de unidades empleadas, para el de las centrales nucleares los cálculos están basados en 300 MW dados, por una sola unidad reactor-turbogenerador.

*Inversión inicial:* La inversión inicial no incluye el combustible nuclear; tampoco incluye en el caso de los reactores moderados por agua pesada, ésta última. En lo que se refiere a centrales hidroelectricas, se ha tomado en cuenta el costo de las líneas de transmisión en la estimación de la inversión inicial.

*Cargos por capital:* Se adoptaron los valores de 14 y 6.4 por ciento para ejemplificar los casos de sistemas de propiedad privada y propiedad pública respectivamente.

*Factor de planta:* En el caso de los reactores nucleares, se conservó el factor de planta de 0.8 de las esti-

<sup>1</sup> Robert McKinney, *Review of the International Atomic Policies and Programs of the United States* (Washington, octubre de 1960), vol. I, p. 32.

<sup>2</sup> Forum Memo, vol. 7, No. 3 (marzo de 1960), p. 4.

ESTIMACIONES DE COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CENTRALES DE 300 MW (e) EN 1970

Concepto	Reactores moderados por agua natural	Reactores moderados por líquidos orgánicos	Reactores moderados por grafito	Reactores moderados por agua pesada	Centrales termoeléctricas (gas y petróleo)	Centrales hidroeléctricas
1. Inversión inicial (dólares/kW instalado) . . . . .	230	180	225	290	90-120	250-450
2. Combustible y costos de operación (milésimos de dólar/kW) . . . . .	2.9	3.5	3.0-3.6	2.0-2.4	4.5-5.5	1.0
3. Costos de la electricidad (milésimos de dólar/kWh) para:						
a) 14 % de cargo por capital . . . . .	7.5	7.1	7.5-8.1	7.8-8.2	6.9-8.7	8.3-14.1
b) 6.4 % de cargo por capital . . . . .	5.0	5.1	5.0-5.6	4.7-5.1	5.6-7.0	4.3-7.0

maciones originales. Los factores de planta supuestos para las plantas termoeléctrica e hidroeléctrica, fueron, respectivamente, 0.6 y 0.55. Se considera que estos últimos valores son realistas para un sistema central como el de México, que tendrá en 1970, aproximadamente, 2 200 MW instalados, de los cuales el 60 por ciento serán hidráulicos y el 40 por ciento térmicos.

Del cuadro analizado se podría inferir que las centrales nucleoelectricas serán aproximadamente competitivas en el sistema central de México. Sin embargo, es oportuno formular algunas reservas, a saber:

En primer lugar, la adición de una central a un sistema eléctrico no puede decidirse exclusivamente sobre la base de los méritos relativos a la central considerada, si se compara con otras centrales de igual capacidad y tipo diferente. Lo adecuado, en ese caso, es llevar a cabo un análisis completo de la operación del sistema según cada una de las alternativas y decidirse por aquella que presente el costo total promedio mínimo del kWh generado. Una vez instalada la central nuclear en el sistema eléctrico, la carga que lleve será fijada por la distribución óptima de cargas en el sistema, es decir, por aquella distribución que, independientemente de los cargos fijos, dé el costo mínimo de combustible, operación y mantenimiento.<sup>3</sup> Es muy probable que, si se hiciera ese estudio para un sistema como el central de México, resultara que el factor de planta de las centrales nucleares, aun siendo mayor que el de las centrales térmicas tradicionales, no llegaría al valor de 80 por ciento supuesto,<sup>4</sup> a no ser que se considerara su utilización para el bombeo de agua a vasos de almacenamiento. En este caso, es posible que, en años secos, las centrales nucleares trabajasen a un factor de planta muy próximo al factor de disponibilidad, esto es, del orden del 90 por ciento.<sup>5</sup>

Debe hacerse notar también que la inversión inicial que figura para las centrales nucleoelectricas, no incluye el costo de los inventarios de combustible y de agua pesada, que, en algunos casos, pueden aumentar en un 50 por ciento el costo de la central. Por otra parte, en la columna de centrales hidroeléctricas no se tuvo en cuenta el mayor tiempo de depreciación de estas centrales. Asimismo, puede argüirse que, en muchas ocasiones, la construcción de sistemas hidroeléctricos representa beneficios adicionales, en la forma de saneamiento o irrigación de tierras, por ejemplo, y que, aunque no puedan restarse de la inversión inicial,

<sup>3</sup> L. Macklin, "Economy Loading of Nuclear Power Plants in Steam Electric System". *Proc. of the Second U. N. Int. Conf. on the Peaceful Uses of Atomic Energy*, P/466, vol. 13 (Ginebra, 1958), p. 546.

<sup>4</sup> C.-E. Lind, C. Lindström y J.-E. Ryman, "Economics of Nuclear and Conventional Thermal Power in a Typical Hydroelectric System", *Proc. of the Second U. N. Int. Conf. on the Peaceful Uses of Atomic Energy*, P/134, vol. 13 (Ginebra, 1958), p. 552.

<sup>5</sup> J. M. Kay y A. A. Fulton, "Combined Use of Nuclear Power and Pumped Storage Hydro Stations", *Proc. of the Second U. N. Int. Conf. on the Peaceful Uses of Atomic Energy*, P/1448, vol. 13 (Ginebra, 1958), p. 561; W. Szwander, "Economics of Combined Nuclear and Pumped Storage Schemes for the Power Supply Industry", *Proc. of the Second U. N. Int. Conf. on the Peaceful Uses of Atomic Energy*, P/1445, vol. 13 (Ginebra, 1958), p. 569.

no dejan de tener por ello una importancia económica y social.

Por último, la construcción de centrales nucleares presenta problemas nuevos, tales como un entrenamiento especial del personal, o bien, el peligro de irradiación de la población; naturalmente, estos problemas no se afrontan si no existe un incentivo suficiente para hacerlo.

En conclusión, puede aventurarse que las centrales nucleoelectricas no tendrán una ventaja económica suficientemente decisiva como para aconsejar su construcción, hasta 1970, en la zona central de México.

Por supuesto, será necesario seguir la evolución de la situación con cuidado y hacer estudios económicos detallados con la anticipación necesaria y cuando las circunstancias lo ameriten. No hay que olvidar, sobre todo, que existen en la República Mexicana regiones donde la energía eléctrica resulta más cara que en el sistema central, de modo que deberán hacerse estudios particulares para los sistemas de esas zonas. Dicho sea de paso, los costos de la energía eléctrica de origen nuclear para esas regiones serán también más elevados que los citados en el cuadro adjunto, ya que ni siquiera en 1970 se puede concebir una unidad reactor-turbogenerador de 300 MW (e) para ningún sistema de México, como no sea el central; y es bien sabido que los costos de la energía eléctrica aumentan rápidamente cuando disminuye el tamaño del reactor.

En todo lo anterior, y con fines de esclarecimiento, se ha comparado el costo de la electricidad en centrales nucleares con centrales tradicionales para una zona de México. Es probable que conclusiones similares sean válidas para otros países de Latinoamérica. En la actualidad, la energía eléctrica de origen nuclear sólo puede ser competitiva en limitadas regiones del mundo. Las predicciones en cuanto a abastecimiento y costos de los combustibles fósiles,<sup>6</sup> permiten suponer que esta situación no cambiará apreciablemente en el curso de los próximos diez años.

#### b) Gastos en moneda extranjera

Para considerar los gastos, en moneda extranjera, que representa la instalación, operación y mantenimiento de centrales nucleoelectricas, conviene mencionar varios renglones:

i) *Inversión inicial*. En un estudio preparado por el Organismo Internacional de Energía Atómica,<sup>7</sup> se da la descomposición de los costos de construcción para varias centrales nucleares y una central termoeléctrica tradicional. Esta presentación hace posible calcular qué parte de la construcción podría sufragarse con moneda del país y qué parte requeriría el gasto de divisas. Para un país como México, habida cuenta de los materiales y equipos especiales que, en general, for-

<sup>6</sup> Robert McKinney, *Review of the International Atomic Policies and Programs of the United States*, vol. 1 (Washington, octubre de 1960), p. 41.

<sup>7</sup> Documento GC(IV)/123 (Viena, agosto de 1960).

zadas y, en particular, del Organismo Internacional de Energía Atómica y de la Comisión Interamericana de Energía Nuclear, puede ser valiosísima. A través de estos organismos, o quizás también directamente, es conveniente que los países latinoamericanos se man-

tengan al corriente del progreso de proyectos, que, como el de Manbucaba en Brasil, serán decisivos para determinar el papel que jugará la energía nuclear en el desarrollo próximo de la energía eléctrica en América Latina.

## OBSERVACIONES SOBRE LA ENERGÍA NUCLEAR EN AMÉRICA LATINA

por Michael J. Deutch \*

### Introducción

En gran parte de las repúblicas latinoamericanas *a)* las cifras del consumo por habitantes son bajas; *b)* aunque en los programas gubernamentales los gastos de capital por concepto de energía representan un elevado porcentaje, difieren tanto la importancia que en ellos se asigna a este rubro como su forma de aplicación; *c)* la escasez de capitales para fines de desarrollo constituye quizás el mayor obstáculo común, lo que excluye la posibilidad de diversificar las inversiones; *d)* el producto nacional bruto y el consumo, calculados ambos por habitante y a precios constantes, se muestran estacionarios. Los problemas inmediatos de estabilización y de balance de pagos han sido tan apremiantes que es muy poco lo que se ha podido hacer aquí, en cuanto a planeación dinámica a largo plazo del desarrollo económico; *e)* las deficiencias estructurales de las economías latinoamericanas (falta de mercado monetario o de capitales, régimen de tenencia de la tierra, dependencia de unas pocas materias primas y desequilibrio crónico de la balanza de pagos), han impedido de suyo que se establezcan amplios programas de desarrollo de la energía.

Cualquier intento de acelerar el desarrollo económico latinoamericano deberá dar primordial importancia a un programa de energía bien planeado y equilibrado, contemplando preferentemente su utilidad colectiva, en un esfuerzo por estimular y acelerar el ritmo de crecimiento económico de América Latina.

### 1. Características especiales del planeamiento de la energía en América Latina

En el pasado, la demanda de energía eléctrica creció en América Latina a una tasa anual de 9 ½ a 11 por ciento, mientras en Norteamérica creció en un 8 ½ por ciento (con un crecimiento demográfico de 26 por ciento anual en América Latina contra 1.75 por ciento en los Estados Unidos).

Por lo tanto, es apremiante la necesidad de contar con una mayor capacidad de producción de energía, más aún en vista de las crecientes exigencias del desarrollo económico. En América Latina, el consumo de energía aumentará en forma más acelerada que el ingreso nacional, debido a las necesidades de comunicaciones, riego, vivienda, etc., pero los dos inconvenientes más serios —la falta de divisas y de vastos sistemas interconectados de energía— no serían remediados por la energía nuclear.

La idea de que “la energía barata es el mejor acicate de la industrialización” es incompatible con la estimación de costos unitarios para pequeñas centrales atómicas.

Hay sobreproducción crónica de petróleo, especialmente en Venezuela, y se prevén nuevos descubrimientos en el hemisferio. Las cuatro crisis económicas ocurridas en Norteamérica, han hecho descender en forma marcada el precio de los equipos generadores de energía, y la simplificación de los diseños de las centrales de energía convencionales, ha acentuado la diferencia de costos entre éstas y las plantas nucleares.

Las reservas hidroeléctricas por habitante de América Latina son mayores que las de Norteamérica; aunque la inversión fija por kilovatio de hidroelectricidad es mayor que la de la energía térmica, parte importante de los gastos de instalación (en hidroelectricidad) son por concepto de mano de obra local y materiales de construcción del país que no tienen repercusiones sobre el balance de pagos.

Las divisas requeridas para seis recientes proyectos hidroeléctricos de América Latina representan entre 40 y 70 por ciento del costo de la central. En el caso de las plantas atómicas, la proporción se aproxima al 90 por ciento. El Canadá calcula que los gastos fijos por kWh serán dos veces y media mayores para las centrales nucleares que para las hidráulicas (3 a 7.5 milésimos de dólar, en comparación con 1.2 a 3.4 milésimos de dólar). El combustible debe importarse y pagarse en dólares, por tanto, es preciso aprovechar todos los emplazamientos hidroeléctricos competitivos antes de considerar la energía atómica.

La central hidroeléctrica más parecida en América Latina requeriría una inversión de capital entre los 275 y 480 dólares por kW de capacidad instalada. Si bien estos costos varían de un lugar a otro, puede decirse, en general, que alrededor del 80 por ciento de esta inversión está compuesto de moneda local, para pago de mano de obra no calificada. Los gastos en dólares netos requeridos oscilarían entonces entre los 120 y 160 por kW de hidroelectricidad. Por tanto, debe darse prioridad a las fuentes hidroeléctricas accesibles, cuyo mantenimiento no es ni caro ni engorroso y no ofrece los inconvenientes propios de una nueva forma de energía.

El desarrollo de pequeñas estaciones nucleares adecuadas para países donde la demanda de electricidad se calcula en unidades relativamente reducidas, está quedando muy por debajo del desarrollo de las grandes centrales. Aunque no cabe duda alguna acerca de la factibilidad técnica de las centrales atómicas pueque-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.4.4.

man parte de las centrales nucleares, se puede predecir que el porcentaje de los costos de construcción que tendrían que pagarse en moneda extranjera, en el caso de una central nuclear, sería por lo menos igual al porcentaje necesario para el caso de una central termoeléctrica tradicional. Como, por otra parte, la inversión inicial total es mayor para la primera que para la segunda, se puede presumir que el gasto en moneda extranjera sería mayor para una central nucleoelectrica.

Aun en el caso de una central hidroeléctrica, en que la inversión inicial puede ser apreciablemente mayor que la correspondiente a una central nuclear, se ha estimado<sup>8</sup> que la inversión inicial en divisas sería mayor para esta última, debido a que, en los proyectos hidroeléctricos, una gran parte de la obra es de ingeniería civil y se realiza con personal y materiales de la zona.

ii) *Combustibles*. Los gastos en divisas ocasionados por el consumo de combustibles dependerán del tipo de combustible empleado y de si necesita o no reprocesamiento.

Como regla general, los países con grandes instalaciones para el enriquecimiento isotópico del uranio, son los Estados Unidos, la Unión Soviética y, en menor grado, el Reino Unido. Tal vez Francia, en un futuro próximo pueda construir centrales que quemen uranio enriquecido, sin depender por ello, de un abastecimiento exterior. Los demás países, si quieren evitar el gasto de divisas para la compra de combustibles nucleares, se ven obligados, por ahora, al uso de uranio natural y, por tanto, a tener reactores moderados por grafito o agua pesada. Puede esperarse que el enriquecimiento del uranio natural con plutonio o uranio 233, dé a muchos países la flexibilidad de diseño que permita el uso de combustibles enriquecidos, sin necesidad de incurrir en gastos de divisas prohibitivos. Otra posibilidad, aunque todavía incierta, se refiere a la utilización de ultracentrifugadoras para enriquecer el uranio natural, a un costo similar al de las plantas de difusión gaseosa, pero sin la gran inversión ni el enorme consumo de electricidad que requieren estas últimas.<sup>9</sup>

Debe hacerse notar que, en general, la capacidad de un país para fabricar su propio combustible nuclear no basta para independizarlo de gastos en moneda extranjera. Salvo en el caso de los reactores de uranio natural moderados por agua pesada, que tanto definden los canadienses, los combustibles usados deben ser reprocesados, ya sea para recuperar el uranio 235 no fisionado, ya sea para extraer el plutonio o el uranio 233 producidos. Una planta de reprocesamiento sólo será rentable si opera dentro del marco de un programa de energía nucleoelectrica de gran importancia; es posible que esta condición no exista, al menos inicial-

<sup>8</sup> M. J. Deutch, "Can we Afford Atomic Power for Underdeveloped Countries?", *Bull. of the Atomic Scientists*, vol. 16, No. 1 (enero de 1960), p. 23.

<sup>9</sup> Gernot Zippe, *Potential of the Short Bowl Gas Centrifuge for the Enrichment of the U-235 Isotope*. TID - 5753, 1960; *Forum Memo*, vol. 7, No. 11 (noviembre de 1960), p. 3.

mente, en muchos países y que se requieran todavía acuerdos internacionales para el reprocesamiento de combustibles sobre una base bilateral, multilateral, o regional.

iii) *Operación y mantenimiento*. Es difícil predecir lo que pueden costar, en moneda extranjera, los gastos de operación y mantenimiento, en comparación con los costos similares para centrales termoeléctricas tradicionales. Es posible que, por lo menos inicialmente, la presencia de algunos técnicos extranjeros y la necesidad de mantener existencias relativamente importantes de piezas y repuesto que no pudieran conseguirse fácilmente en el país, aumentasen los gastos de divisas en una central nucleoelectrica, con respecto a una central térmica tradicional.

En resumen, podemos ver que no pueden esperarse ahorros de divisas en los aspectos de inversión inicial y gastos de operación y mantenimiento. En lo que respecta a combustibles, en cambio, la situación dependerá de la capacidad de un país para fabricar y reprocesar sus propios combustibles nucleares, lo que, en último análisis, depende de la existencia de yacimientos de uranio o torio, en cualquier país.

## 2. Criterios

Ya estamos en situación de comentar los diferentes criterios que conducen a la construcción de centrales nucleares, empezando por los dos mencionados anteriormente:

### a) *Costo de la energía eléctrica*

En algunos casos, en lugares donde los combustibles fósiles son caros, se ha estimado que una central nuclear que se empezara a construir ahora sería competitiva en promedio durante su vida útil; esto es, al principio generaría energía eléctrica más cara que la que podría producir una central termoeléctrica que se construyera para la misma fecha, pero, al final de su vida, la central nuclear sería más económica que la eléctrica, dando por resultado un costo promedio del kWh generado en los dos casos, o ligeramente inferior para la central nuclear.

Sin embargo, últimamente se ha hecho pública<sup>10</sup> la decisión de construir una central nucleoelectrica de 325 MW (e) en el Suroeste de los Estados Unidos, en la cual la energía eléctrica generada desde el primer momento será más barata que la que se produciría utilizando combustible fósil. Este resultado parece ser imputable, fundamentalmente, a una disminución en el costo del kW instalado, así como también a la reciente reducción en el precio del uranio enriquecido.<sup>11</sup>

Como puede verse, el costo de la energía eléctrica generada comienza a ser un factor importante en la construcción de nuevas centrales nucleoelectricas.

<sup>10</sup> *Forum Memo*, vol. 8, No. 7 (julio de 1961), p. 3.

<sup>11</sup> *Forum Memo*, vol. 8, No. 6 (junio de 1961), p. 3.



El gráfico I muestra el tamaño unitario y la inversión de capital en 60 de las centrales termoeléctricas más eficientes que se han puesto en marcha recientemente en los Estados Unidos. De él resulta que los costos de instalación y de generación y el total del kWh serían muy inferiores a los proyectados por la Comisión de Energía Atómica con respecto a las plantas nucleares. Igual conclusión se deduce comparando los costos de generación reales (1954) y proyectados (1965) en los Estados Unidos, inclusive los de plantas hidroeléctricas, con los costos de generación estimados para las centrales nucleares. (Véase el gráfico II.)

### 3. Conclusiones

1. La tan discutida Alianza para el Progreso no puede ser pospuesta. La reforma agraria, el riego y el mejoramiento de las comunicaciones exigen el planeamiento paralelo de la ampliación de la energía. Incluso en un período de estancamiento del ingreso, con un aumento demográfico del 2.7 por ciento anual, la demanda de energía aumenta considerablemente.

2. Los problemas de financiamiento para abastecer de suficiente energía a las capitales y grandes centros de población de América Latina, pueden hacer imposible la instalación de redes de energía que lleguen hasta los distritos más alejados; sería necesario también la construcción de gran número de centrales de pequeñas dimensiones.

3. Las perspectivas actuales de la energía atómica en América Latina se ven también empañadas por los elevados costos. Hay serias dudas acerca de la viabilidad económica de las pequeñas unidades atómicas, salvo circunstancias muy especiales. El progreso de los reactores pequeños y medianos es muy incipiente.

4. Hay alguna esperanza de que el problema se ataque en forma más dinámica de aquí en adelante. Una comunicación privada reciente del profesor Bhabba indica que la India proyecta adelantar trabajos sobre reactores pequeños y medianos, en un esfuerzo por lograr un costo de capital razonable. Se prevé una asistencia técnica sistemática, procedente de los ámbitos profesionales de todo el mundo, a los gobiernos latinoamericanos que necesiten datos concretos y actuales para poder hacer planes y programas. No debemos ignorar que una ayuda financiera masiva —en una escala no imaginada en Washington— puede hacerse pronto imperativa.

5. La buena ingeniería raras veces se presta para la retórica o la demagogia, pues es a la vez demasiado rígida y sencilla. Una solución técnica no hace concesiones a caprichos de las relaciones públicas. Así es también el programa de energía que la CEPAL ha pedido se considere en este Seminario. En mi opinión, los problemas de la energía en América Latina no admiten que su solución se postergue hasta el momento en que se pueda contar con energía atómica competitiva.

ñas, subsisten otras dificultades (protección, inversión en masa crítica, diseño y duración de los combustibles, problemas de desperdicios, etc.), difícilmente subsanables tanto para un reactor de 20 000 a 40 000 kW como para una central gigante.

Los reactores de tamaños pequeños y medianos llenarán la urgente necesidad de estaciones centrales de generación para pequeños sistemas cooperativos municipales y rurales y también en la autogeneración de energía en minas y otras industrias dispersas. Excepto en las capitales latinoamericanas, los más adecuados serán los reactores bajo los 75 000 kW en áreas donde los mercados de energía están aún en desarrollo y se encuentran muy dispersos para ser alcanzados por la energía hidráulica y donde el transporte del combustible convencional que requiere el desarrollo de nuevos mercados de energía eléctrica y similares es difícil y oneroso. Los bajos costos de capital son, sin embargo, condiciones *sine qua non*.

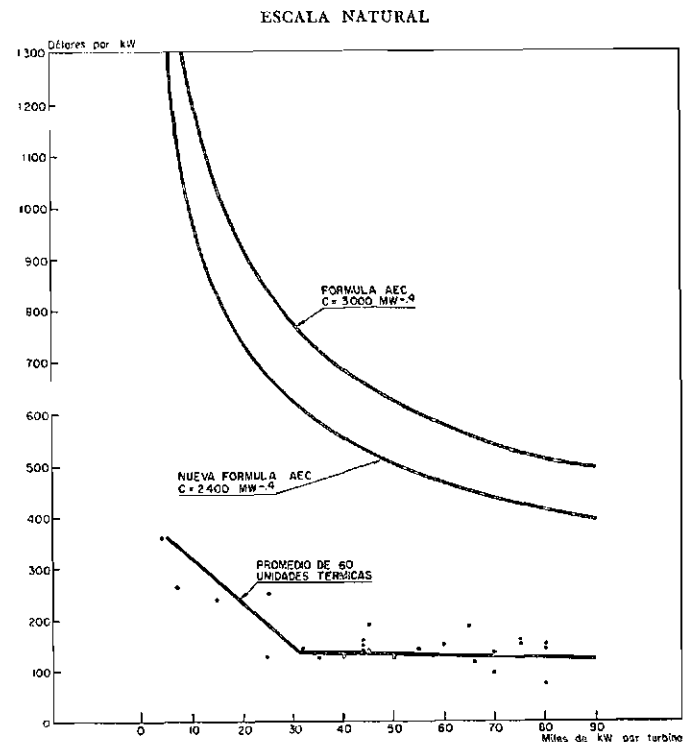
Por último, las industrias de mayor interés para los programas de desarrollo económico de América Latina son las que no requieren gran concentración o consumo de energía por unidad de producto. Aquellas que aspiren a la mayor prioridad en el desarrollo industrial deberán ser industrias que, por ejemplo, cuenten con las características siguientes: a) alto grado de empleo por unidad de valor agregado, b) alto factor de dispersión, c) salida rápida y d) alto grado de posibilidad de sustitución del producto importado. Las industrias alimenticias, textiles, vivienda, fabricaciones varias, etc., son probablemente las que se extenderán más allá de las capitales y requerirán, por tanto, centrales eléctricas de tamaño pequeño mediano.

## 2. Cifras recientes sobre costos de la energía atómica

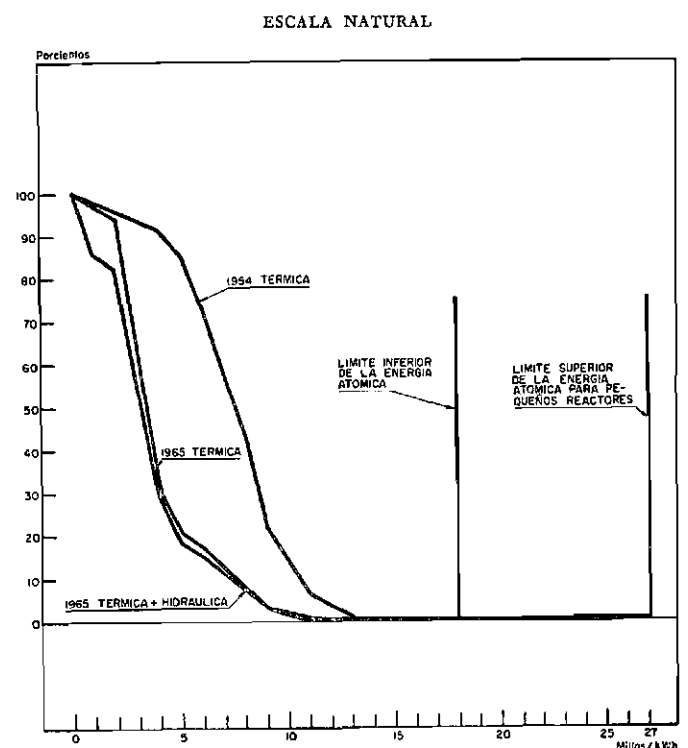
La fórmula que se emplea con mayor frecuencia para calcular el costo de la energía nuclear es  $C = 2400 \text{ MW}^{-.4}$ , que da una inversión de 560 dólares por kWh para una planta atómica de 40 000 kW y 614 dólares por kWh para una unidad de 30 000 kW (en contraste con 240 dólares para la hidroelectricidad y 140 dólares para la energía térmica, ambos por kW). Así, para un factor de carga del 80 por ciento, el costo de financiamiento es del 14 por ciento y los costos de generación proporcionales de 7.2 milésimos de dólar por kW. Hay pocos sistemas de energía en América Latina que puedan soportar tal costo, salvo en áreas carentes de toda otra fuente de energía.

En los Estados Unidos, el 85 por ciento de la generación total corresponde a centrales con un costo de capital promedio de alrededor de 140 dólares por kW de capacidad de vapor, con un factor de carga promedio nacional de 61 por ciento, llegando a un promedio nacional de costos de producción (incluyendo combustible, operación y mantenimiento) de 4.04 milésimos de dólar por kWh (o sea 7.5 milésimos de dólar por kWh de costo total si se incluyen los cargos fijos de 13.5 por ciento).

**Gráfico I**  
COSTO DE INVERSIÓN DE CENTRALES ATÓMICAS COMPARADAS CON LAS 60 MÁS RECIENTES CENTRALES TÉRMICAS EN LOS ESTADOS UNIDOS



**Gráfico II**  
DISTRIBUCIÓN ACUMULATIVA DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LOS ESTADOS UNIDOS, 1954 (VALORES REALES) Y 1965 (PREDICIONES)



de Três Marias. Esta instalación tendrá una central hidroeléctrica de 560 000 kW y un embalse de 20 000 millones de m<sup>3</sup>, y desempeñará una función esencial en el hermoso valle de San Francisco. Otros organismos de este tipo son las Usinas Elétricas do Paranapanema S. A. (USELPA) y la Companhia Hidroelétrica do Rio Pardo (CHERP), sociedades ambas de economía mixta, aunque predominan en ellas los capitales del Gobierno del Estado de São Paulo. El ingreso de las administraciones de los estados federales al programa de expansión eléctrica es un elemento nuevo que debe tenerse en cuenta, no tanto por lo que ya se ha hecho, sino por las grandes perspectivas que ofrece. Cabe recordar, en efecto, que de 6 000 kW producidos en 1958 por tres centrales térmicas pequeñas, la producción del gobierno estadual de São Paulo en noviembre de 1960 se había elevado a 131 900 kW, de los cuales 105 900 tenían origen hidroeléctrico. Para 1963, se preveía un aumento de 316 000 kW. Se predice también que las centrales del estado de São Paulo elevarán su capacidad instalada aproximadamente a 650 000 kW en los próximos tres o cuatro años.

Considerando los proyectos y las obras iniciales de las centrales de Xavantes, de Urubupungá (primera etapa), Ibatinga, Caraguatatuba, etc., se comprueba que el estado de São Paulo se ha impuesto para el próximo decenio la tarea de llegar a generar más de 3 millones de kW.

Así, a través de empresas privadas y entidades autónomas, de sociedades de economía mixta y de organismos de administración directa, el gobierno federal o estatal se reserva sólo la producción de energía, cuando no toma en sus manos todas las fases de la producción de energía eléctrica. No es de extrañar, entonces, que se observe una pluralidad de modalidades de acción, a la que corresponde una pluralidad de procesos técnicos, en una combinación inteligente de energía térmica, hidroeléctrica, y, más tarde, también nuclear. Esta pluralidad existe no sólo en función de la diversidad mesológica (carencia de recursos hidráulicos y relativa abundancia de combustible en las localidades), sino también por razones técnicas vinculadas al equilibrio y eficaz complementación de los diversos sistemas generadores.



## VI. RÉGIMEN LEGAL E INSTITUCIONAL Y ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

### COEXISTENCIA DE LA INICIATIVA PRIVADA CON LAS ACTIVIDADES ESTATALES EN LOS SERVICIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por Miguel Reale \*

En el vasto panorama de la energía eléctrica en el Brasil, impresiona, ante todo, el profundo desequilibrio observado entre las diversas regiones del país. Para comprobarlo, bastará señalar que en 1958 el índice medio anual por habitante fue de apenas 297 kWh y que ese mismo índice, en la zona comprendida entre São Paulo y Río de Janeiro, se elevó a 1 100 kWh, equiparando a los países de gran desarrollo económico. Si se tiene en cuenta que el índice medio de 297 kWh vale para el consumo de las regiones más desarrolladas, verifíquese hasta qué punto no será alarmante el déficit de energía en el Brasil.

Comparando las regiones hidroeléctricas fundamentales del país, tan diferentes desde el punto de vista

de las condiciones geo-económicas de aprovechamiento del potencial hidroeléctrico brasileño (calculado, de acuerdo con los conocimientos fluviométricos actuales, en 37 millones de kW), se puede componer el cuadro 1.

A la luz de los datos de dicho cuadro, es evidente que la demanda de mayores recursos a los poderes públicos de la nación, en el campo de la energía eléctrica y en las regiones de mayor densidad demográfica del Brasil son de tal orden, que no cabe pensar en cualquier tipo de solución rígida unilateral, que no considere, por ejemplo, la cooperación y aumento progresivo de la capacidad de las empresas privadas, en su mayor parte nacionalizadas e incorporadas al heroico proceso de romper la barrera del subdesarrollo.

Por lo tanto, prescindiendo de las múltiples tareas, apremiantes y gigantescas, que debe desarrollar el es-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.7.2.

**Cuadro 1**  
BRASIL: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Superficie (km <sup>2</sup> )	Población (Millones de habitantes)	Capaci- dad ins- talada (kW)	Estimación del potencial hi- dráulico cono- cido (Millones de kW)
I. <i>Región central y sur</i> . . . . . (Estados de Guanabara, Río de Janeiro y São Paulo; región sur del Estado de Minas Gerais y casi todo el estado del Espírito Santo y del Paraná)	770 000 (9 % del país)	27 (41 % del país)	3 374 000 (82 % de la existente en el país)	23 (cerca del 60 % del país)
II. <i>Región sur</i> . . . . . (Santa Catarina, Río Grande do Sul y una pequeña parte del Paraná)	430 000 (5 % del país)	9 (14 % del país)	255 000	3
III. <i>Región central norte y este</i> . . . . . (Bahía, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Río Grande do Norte, Ceará, Piauí, Maranhão y parte de los estados de Pará, Goiás y Minas Gerais)	2 800 000 (33 % del país)	25 (38 % del país)	455 000	5
IV. <i>Región central norte y oeste</i> . . . . . (Mato Grosso, Amazonas, parte de Goiás y Pará y territorios de Amapá, Río Branco, Acre y Ron- dônia)	4 500 000 (53 % del país)	4 (7 % del país)	31 000	6
<i>Totales</i> . . . . .	8 500 000	65	4 115 000	37

# LA COORDINACIÓN DEL MEJORAMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN Y EL DESARROLLO DE LA TÉCNICA EN LA ENERGÍA ELÉCTRICA

por Merrill J. Collett \*

Los problemas técnicos en el desarrollo y la operación de un sistema de energía eléctrica son de tal naturaleza que hacen imprescindible la exclusiva atención de los ejecutivos, especialmente en las primeras fases de su desarrollo. La forma en que sean resueltos determinará, en ocasiones, la capacidad para administrar eficazmente una organización y, a la inversa, la resolución de los problemas de la administración puede afectar la estabilidad del sistema y la calidad del servicio que presta.

La solución correcta de importantes problema exige una rigurosa coordinación de los aspectos técnicos y administrativos, así como de la evaluación de las urgencias y de los "períodos anticipados" correspondientes.<sup>1</sup>

Véanse algunos ejemplos de los aludidos problemas:

1. *Se necesita bastante tiempo para lograr que la filosofía básica que anima a una empresa se traduzca en acción por parte de los empleados.*

No sería juicioso creer que en nuestro planeamiento para desarrollo vayamos a repetir las milagrosas coincidencias que hicieron posible la relativamente rápida conversión de la teoría a la práctica, por la Autoridad del Valle del Tennessee, en los Estados Unidos. Consideremos los factores que existían entonces, a saber: a) Se estaba en una depresión económica; b) sobresalientes graduados de las universidades buscaban empleos; c) el Congreso creó la Autoridad del Valle del Tennessee como un gran experimento social de los Estados Unidos; d) la Autoridad se aseguró de que las personas a quienes iba a emplear comprendieran claramente los fines de la entidad y que estuvieran de acuerdo con ellos. En conjunto, estos factores produjeron un estado mayor de alta calificación, que combinaba la destreza técnica con la imaginación social.

Esta conversión de la filosofía fundamental en acción requiere planificación, decisiones ejecutivas específicas sobre política general y determinación por la administración del momento y la clase de esfuerzo necesario para lograrla.

2. *Ha de mediar cierto período anticipado antes de que las decisiones a la altura de la organización se traduzcan en relaciones funcionales efectivas.*

Por supuesto, debe llevarse a cabo un agrupamiento de funciones convirtiéndolas en unidades de organi-

zación, de modo que se evite la duplicación, a la vez que se cubra el programa completo. Este sistema ha de ampliarse hasta incluir a los funcionarios más importantes dentro de las unidades de la organización. Pero hay que hacer más aún. Debería asegurarse que cada individuo comprenda hasta dónde llega su autoridad en sus relaciones con sus superiores, con sus colegas en la misma escala administrativa y con sus subordinados.

Puede existir gran diferencia entre una decisión de la administración en la escala de fijación de normas de una organización y la manera de ejecutar esa decisión. A menos que se conceda el tiempo necesario para considerarla individualmente con las personas afectadas —incluso otorgando completa libertad para señalar diferencias de opiniones o las cuestiones que puedan afectar las relaciones en las tres direcciones ya indicadas—, la organización escrita, tal como aparece en el papel, y la fecha de su vigencia será algo obsoleto desde el momento mismo en que se publica tal documento.

Debe, además, darse margen al tiempo y a la determinación ejecutiva necesarios para que las responsabilidades establecidas lo sean con carácter permanente.

3. *La administración necesita tiempo para calcular las necesidades de personal especialmente importante y para llenar esas necesidades.*

Esto requiere saber si existe personal adiestrado y adiestrable. Si la organización cuenta con trabajadores o ejecutivos adiestrables, ¿hay quienes puedan adiestrarlos? Si la propia organización no puede suministrar la capacidad técnica, profesional y ejecutiva dentro del término anticipado prefijado, ¿hay quien pueda realizar la necesaria e intensa búsqueda selectiva? A quien corresponda buscar, ¿le interesará sobre todo el mejor éxito de la organización? ¿Adquirirá personal excelente para realizar los fines de la empresa?

Algo de mayor importancia, al tratar de cubrir la necesidad de personal, es considerar el período que hay que conceder para encontrar a tiempo los técnicos, profesionales y ejecutivos, de modo que puedan asumir oportunamente la responsabilidad que se les fije. Generalmente, ese período es necesario en la adquisición, transporte y adiestramiento en el trabajo del personal

time) el período de tiempo que transcurre entre el momento en que se llega a una decisión y el momento en que está listo para utilizarse lo que fue materia de la decisión.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.28.

<sup>1</sup> En esta exposición se entenderá por "período anticipado" (lead-

cesidad de adiestramiento, si se relaciona con una evaluación objetiva del desarrollo actual del cuerpo directivo superior, es decir, del estado mayor. El Programa de Mejoras Capitales revelará varios objetivos sujetos a contrastación que permitirán evaluar el progreso.

Sin un plan para el mejoramiento de la administración, aprobado por los ejecutivos que trazan la política general, los esfuerzos de los funcionarios de línea y los de estado mayor tienden a perder efectividad. Cada uno por su lado, empieza a buscar personas con destreza especial que se hagan cargo inmediatamente de una tarea específica y urgente. Así se descuidan los requisitos para un futuro perfeccionamiento de toda persona que posea amplia preparación y alto grado de inteligencia. Igualmente, cada funcionario se inclina a empezar a enviar a los empleados dondequiera que puedan recibir adiestramiento, a obtener los servicios de especialistas, o a la celebración de seminarios para adiestramiento, sin antes haber verificado lo necesario para el desarrollo del estado mayor y las prioridades relativas, y sin haber tratado, a la vez, de desarrollar dentro de la propia organización la capacidad de adiestrar. Si no existe una política oficial, conocida por todos, relativa a los planes para mejoramiento de la administración, que relacione los sueldos con la responsabilidad y la complejidad del trabajo, no se puede esperar entonces que se hagan excepciones en las escalas de salarios basadas en prioridades provisorias del programa.

En ausencia de un plan para el mejoramiento de la administración, sería poco prudente la utilización no planeada de consultores. Este problema debe contemplar no solamente la selección de los consultores sino también el momento oportuno para utilizarlos. Lo mismo que en el reclutamiento de un estado mayor permanente, aquí también los funcionarios de línea tratarán de satisfacer sus propias necesidades adquiriendo los servicios de los consultores. Todo ello orientado de preferencia a unir sus necesidades con las de los demás ejecutivos, tanto de línea como del estado mayor, permitiendo así que se aborden en forma organizada los dos aspectos fundamentales que rigen la utilización de consultores en materias de mejoramiento administrativo. ¿Se ha convenido la utilización que habrá de dársele? ¿Cuál es la reputación en cuanto a la filosofía del consultor como tal?

Si un consultor es idóneo, antes de formar juicio hará una búsqueda honrada y entregará informes sobre situaciones y fallas reales, y no se contentará sencillamente con cambiar los nombres de un informe preparado para otra organización. Debería estar dispuesto a considerar en forma constructiva los problemas de investigación o de instalación a medida que surjan, y a colaborar con quien le emplea en el adiestramiento del personal directivo, para que éste pueda constituir y mantener en vigencia las recomendaciones aceptadas. Debería estar capacitado para relacionar los problemas de sistemas o procedimientos específicos con

las necesidades más urgentes de la organización y para rechazar la presión ejercida por las personalidades en la empresa, desligándose de las teorías estereotipadas. No debería titubear en dar los nombres de los clientes que ha tenido de modo que se les pueda solicitar una evaluación de su experiencia. Finalmente, uno debería esperar de un consultor de administración que se diera cuenta de los factores económicos y políticos en juego, y que apreciara y tuviera la aptitud para acomodarse a la cultura del país.

Las actividades para mejoramiento de la administración, cuando se requieren como asuntos de emergencia, sin relación con un plan cuidadosamente formulado, tienden a producir demasiadas actividades a la vez. Los funcionarios de línea no pueden asimilar los conceptos y hacerlos parte de sus propios programas si no se les da tiempo para convertirlos en parte de sus propios pensamientos.

*La responsabilidad del funcionario de línea en cuanto a la administración es continua y no debe pasar a los funcionarios del estado mayor sino a medida que cambia la importancia de los diversos aspectos del programa.*

En los comienzos del desarrollo, cuando parece que hay tantas cosas que hacer a la vez, o cuando la empresa pasa de la fase de construcción a la de operación y mantenimiento, se hace manifiesto entre los funcionarios del estado mayor, la tendencia a querer "hacer" las cosas mejor antes que aconsejar sobre las mismas. Generalmente, se trata de justificar esa actitud argumentando que en esa forma se centralizará y se coordinará por tanto el esfuerzo, y se minimizará la necesidad de especialistas.

Eso es algo peligroso. Una vez que empieza a manifestarse esa tendencia, es difícil detenerla. Los programas de los funcionarios del estado mayor para "hacer" cosas buscarán la satisfacción de sus propias necesidades antes que las de los funcionarios de línea.

Una vez establecido un programa y un límite máximo para gastos, es de esperarse que el funcionario de línea atienda al desarrollo de su personal auxiliar y al adiestramiento de éste, así como también a los procedimientos de operación dentro de dicho marco. Por supuesto, las exigencias deben ajustarse a las prioridades y a las cantidades que forman parte del plan total de mejoramiento administrativo. El funcionario de línea debe tener acceso a las unidades de servicio del estado mayor cuando lo necesite y debe contar con la atención coordinadora de alguien que actúe como representante del jefe ejecutivo para estar bien seguro de que tanto lo que él precisa como los procedimientos requeridos caen dentro del marco y concepto de la política general. Debería contar con la revisión por unidades especialistas del estado mayor. Pero debe ser *su propio superior inmediato* quien le llame la atención sobre las deficiencias. Si es un funcionario del estado mayor quien señala esas deficiencias al superior, entonces, en primera instancia ha debido llamarse la atención al funcionario en cuestión, de modo que él

tado brasileño en los diferentes campos del transporte, salud pública, educación, industrias básicas, exploración petrolífera, etc., para abocarnos sólo al problema del abastecimiento de fuerza motriz, es innegable que la solución pluralista, fundada en la cooperación pacífica y fecunda entre el estado y la iniciativa privada, es la única vía natural y aconsejable para los intereses nacionales.

Tampoco podría aducirse que muchas regiones brasileñas, hasta hoy desprovistas de energía eléctrica, son incapaces de responder adecuadamente a los esfuerzos y al valor de las inversiones estatales. Contra esa tesis pesimista puede esgrimirse el ejemplo de la Usina de Paulo Afonso, de la Compañía Hidroeléctrica de San Francisco (CHESF), cuya potencia máxima era de 69 000 kW en 1955 y alcanzó a 182 000 kW en 1960; sus tres unidades en funcionamiento revelan ya capacidad para atender a la demanda del vasto mercado consumidor, que incuestionablemente exige otra vez una ampliación de las instalaciones.

En el sector analizado, las realizaciones fundamentales del Brasil son de tal magnitud, que no se pueden encarar aisladamente conforme a esquemas abstractos o a ideologías preconcebidas, en primer lugar, por la carencia de capitales y equipo técnico indispensable.

Esta ha sido la línea política seguida por el Gobierno de la República en diversas oportunidades; y para comprobarlo, basta recordar los mensajes dirigidos al Congreso Nacional por los presidentes Getulio Vargas, Juscelino Kubitschek y Jânio Quadros, en 1954, 1956, 1958 y 1961, respectivamente.

En realidad, la orientación pluralista y flexible constituye hoy la estructura sobre la cual se apoya todo el sistema brasileño de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tal como es posible observarlo en la región central sur del país.

En esa región, de 770 000 km<sup>2</sup>, con una población de 27 millones de habitantes, los servicios eléctricos se han hecho realidad en virtud de una estrecha colaboración entre la administración pública y las diversas entidades privadas. En algunos casos, son las mismas empresas privadas las que forman parte de las entidades controladas directamente por los poderes públicos (por ejemplo, la Central Eléctrica de Furnas); en otros casos, son los organismos públicos los que contribuyen con sus capitales a la expansión de las empresas privadas (ejemplo, la São Paulo Light S. A.—*Serviços de Electricidade*).

En la región central sur predominan las realizaciones del grupo Light, constituido por dos empresas principales: la São Paulo Light S. A.—*Serviços de Electricidade*, con una capacidad hidroeléctrica instalada de 893 171 kW y térmica de 286 399 kW; y la Rio Light S. A.—*Serviços de Electricidade e Carris*, secundada por la Cia. Fluminense Energía Eléctrica, con una potencia de 684 000 kW, en su mayoría de origen hidroeléctrico. Cabe señalar que la São Paulo Light, empresa nacionalizada en 1956, tiene como accionista al Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, que

Cuadro 2

BRASIL: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1959

	Millones de kWh
Grupo Light . . . . .	10 500
Empresas Eléctricas Brasileiras . . . . .	2 705
CEMIG . . . . .	851
CHESF . . . . .	751
CEERG-RGS. . . . .	663
USELPA. . . . .	133
CHERP . . . . .	31
Otros productores . . . . .	5 886
<i>Total.</i> . . . .	21 500

posee acciones por valor de 1 300 millones de cruzeiros, 34 000 pequeños accionistas residentes en el Brasil han suscrito acciones por valor de 1 000 millones de cruzeiros.

Para evaluar lo que representa el Grupo Light en la producción nacional de energía eléctrica, bastará examinar la información contenida en el cuadro 2.

Este eje fundamental en la generación de energía eléctrica se encuentra en continua ampliación, pues tiene obras en marcha para producir hasta unos 225 000 kW más de energía. Otras centrales generadoras que se están construyendo, modificarán poco a poco la proporción actual entre la envergadura de las empresas públicas y privadas, en relación con el cómputo general de la generación de energía eléctrica brasileña.

Surge así, en primer lugar, la empresa de la Central Eléctrica de Furnas S. A., con una central de 1.2 millones de kW, que se construye aceleradamente. Es éste un magnífico ejemplo de polarización de actividades múltiples en una entidad de economía mixta, que reúne capitales y recursos técnicos del Gobierno Federal, del estado de Minas Gerais (a través de las Centrais Eléctricas de Minas Gerais o CEMIG), del estado de São Paulo (a través de un organismo autónomo: el Departamento de Aguas y Energía Eléctrica o DAEE), de la São Paulo Light S. A.—*Serviços de Electricidade* y de la Companhia Paulista de Força e Luz. La central de Furnas se destinará a producir energía cuya distribución estará a cargo de entidades públicas y privadas en los estados de Minas Gerais, São Paulo, Río de Janeiro y Guanabara.

Otro ejemplo de cooperación es la central Salto-Funil, cuya construcción se confió a otra sociedad de economía mixta: la Companhia Hidroeléctrica do Vale do Paraíba, constituida por el gobierno federal, la Companhia Siderúrgica Nacional, la Rede Ferroviária Nacional y la Rio Light S. A.—*Serviços de Electricidade e Carris*.

Al mismo tiempo, la administración pública se desdobra en organismos federales y estatales; es el notable caso de la Comisión del Valle de San Francisco (CVSF), empresa autónoma federal que cuenta con la colaboración de las Centrais Eléctricas de Minas Gerais (CEMIG), realizadora de las gigantescas obras



nuevo. También para el personal de operación y mantenimiento el período de anticipación que se necesita es más prolongado, puesto que es indispensable que antes conozcan el sistema, las personalidades y lo que podríamos llamar las tradiciones de la organización.

*4. Debe darse tiempo a la administración para determinar cómo habrá de desarrollarse el personal directivo y conducirse el funcionamiento de un programa.*

Existen marcadas diferencias en la forma de abordar el desarrollo por el personal directivo. Dependen del sitio que ocupa ese personal en las escalas de la organización y las ocupaciones que lo distinguen. Estas diferencias no deberían descuidarse para ser descubiertas sólo mediante el costoso procedimiento de la experimentación. Y gran número de nosotros, para descubrir sus fallas, abordaremos el adiestramiento a base de conferenciantes. Algunos experimentarán utilizando el método que llamaríamos de "períodos anticipados", es decir, señalando un período previo en que no se espera nada efectivo de la actividad, salvo la preparación para asegurar la eficiencia en el momento oportuno. Esa ventaja puede ser aparente en ocasiones.

Hay que considerar con gran objetividad los antecedentes del personal disponible que esté ya empleado o en perspectiva para emplearse, puesto que afectarán tanto a sus obligaciones actuales como a la clase de adiestramiento. Refiriéndonos otra vez a la experiencia de la Autoridad del Valle del Tennessee, su modo de adiestrar a los operadores de centrales eléctricas como si éstos fueran ingenieros, no sería posible en la mayor parte de las empresas de electricidad, por ser muy probable que falte una combinación ideal entre los requisitos previos: experiencia industrial, instrucción y aptitudes. Hay que tener presente que el adiestramiento excesivo constituye un peligro constante. Lo mejor que cabe hacer es considerar primero el adiestramiento de los empleados para cumplir con los requisitos del cargo que van a ocupar de inmediato. Y luego, con más tiempo, ensanchar gradualmente las perspectivas y la capacidad.

De acuerdo con el desenvolvimiento del personal directivo y en la medida que los ejecutivos supervisores identifican a los gerentes y supervisores en potencia de la organización, puede darse el caso de que se establezcan "escalafones normales de ascensos", que exijan experiencia en el desempeño de un cargo como requisito previo para ocupar la plaza inmediatamente superior. Estos "escalafones de ascenso" formales tienden a "congelar" el procedimiento de selección en estrechos canales de especialización, o bien, a que se em-

piece a preseleccionar a los ejecutivos futuros en un punto muy bajo de la escala. En todo caso, conviene buscar constantemente el empleado de gran aptitud que desea hacer conocer su capacidad, no importa en qué punto de la escala administrativa se halle cuando esa aspiración se manifieste.

*5. Hay que prever un período de anticipación entre la determinación de los objetivos de la organización y la evaluación por la administración del progreso logrado en ese sentido.*

Con demasiada frecuencia nos engolfamos en una vasta serie de informes técnicos y de estadísticas detalladas, sin decidir qué es efectivamente lo que se desea lograr, para prescindir después de todos los datos que no juegan ningún papel en la formulación de decisiones.

En lo que respecta a su evaluación, no pueden enunciarse en términos rebuscados los objetivos de una organización que deben expresarse en términos de exposición general de normas. Lo que pueda encasillarse y medirse debe expresarse en términos comunes.

Después de señalar los objetivos, se necesitará planeamiento y esfuerzo; pero llevará más o menos tiempo, según las diversas escalas administrativas de la organización, desarrollar un sistema de control que ofrezca toda la información precisa para hacer la evaluación. Cada paso en esta actividad deberá planearse cuidadosamente, conservando en mente las necesidades de la administración. Para que sea efectivo, tal sistema debería fijar la responsabilidad sobre cada escala de la organización en forma que guarde relación con la autoridad, suministrando solamente la información necesaria para dar una decisión en esa escala. El sistema también debería estructurarse alrededor del concepto de "informes de excepción". La administración no cuenta con tiempo suficiente para leer datos y más datos, que, en última instancia, sólo verifican lo que el informante desea demostrar: que está trabajando en forma excelente. A la administración debería interesarle, más bien, las obras que se adelantan a su programa de construcción o, a la inversa, las que se atrasan: el programa de mantenimiento que no se ha cumplido; la eficiencia de funcionamiento de las centrales eléctricas que excede lo que se esperaba, etc. Este propósito exige un sistema de informes que combinen los datos cuidadosamente escogidos, que sinteticen el mayor número de unidades sujetas a comparación y en los que se expliquen con brevedad los hechos pertinentes, en tal forma que puedan ser útiles a la administración para adoptar decisiones rápidas y efectivas.

pueda explicarlas o, en el caso de una recomendación de estado mayor, de modo que él pueda indicar si funcionaría o no. Solamente a su superior debe permitírsele dar una orden de cambio.

*Las áreas de la administración que con mayor frecuencia necesitan mejoramiento no son las de los procedimientos considerados individualmente, sino las actitudes generales en todo lo que se refiere a problemas de los empleados y procedimientos de administración.*

No obstante que la simplificación de los procedimientos puede producir economías de importancia, su efecto sobre la productividad o sobre el mejoramiento del servicio disminuirá, a menos que los acompañe un cambio en la actitud o en la comprensión del propósito fundamental del cambio de procedimiento.

Estas actitudes generales comprenden:

1. *El cumplimiento de los planes enunciados o de las promesas que se hayan hecho.* A los ejecutivos superiores se les juzga por su estado mayor, por su capacidad productiva, lo mismo que los ejecutivos juzgan a éste en idéntica forma. El ejecutivo que anuncia alguna medida que no se convierte en hecho, perdería, primero, el respeto y, luego, la lealtad. Ejemplo de un anuncio de esa naturaleza: gran número de organizaciones anuncian que se instituirá un programa para "delegar responsabilidad", sin que realmente intenten hacer lo que dicen. El efecto sobre el estado de ánimo del cuerpo supervisor es inmediato y siempre deprimente. En igual forma, el desarrollo del estado mayor, y no importa los medios que se utilicen, equivaldrá a un desperdicio económico si no existe una verdadera intención de llevarlo a cabo, hasta el fin, permitiendo al estado mayor asumir mayor responsabilidad en todo lo que hace.

2. *Motivación en los empleados.* Las políticas o normas fundamentales deben expresarse con toda claridad y los empleados deben conocer los programas y los objetivos de la empresa y cómo encajan sus propios puestos en la estructura de esos programas. Con el fin de lograrlo, es menester realizar un esfuerzo sincero para mantener informados a los supervisores y para instituir y mantener al día y por escrito un sistema completo de comunicación de instrucciones, describiendo la organización bajo todos sus aspectos y expresando la naturaleza de las normas. Sin ese instrumento, el supervisor distante de las oficinas centrales carecería de una brújula administrativa. También se encontrará perdido si se da cuenta de que lo que aparece escrito en las órdenes o instrucciones que ha recibido y que usa como guía, ya no tiene validez. Se puede imprimir gran ímpetu al mejoramiento de la iniciativa si se hace un verdadero esfuerzo por mantener informados a los supervisores. El sentido de la iniciativa se estimulará mediante un positivo liderato, más bien que por medio de órdenes o sugerencias, arbitrarias.

3. *Identificación de la responsabilidad,* significa el análisis e identificación de los factores para las plazas de supervisión y para las ejecutivas, de naturaleza ad-

ministrativa y de naturaleza operativa. Deben prepararse por escrito exposiciones para que cada funcionario las tenga en su escritorio y pueda utilizarlas como guía en sus relaciones con su superior, sus colegas y sus subordinados. A esas exposiciones puede llamárseles "Descripciones de Plazas Administrativo-Operativas". A menos que los empleados comprendan cómo han de funcionar las órdenes generales y cómo poner en práctica los procedimientos de la organización, en relación con su propia responsabilidad y competencia técnica, tales órdenes no podrán cumplirse a satisfacción. Y no será por insubordinación, sino por haber fracasado los superiores en su intento de informar con claridad. Se entiende por claridad que el funcionario a quien ello le concierna, podrá cuestionar la orden hasta lograr una comprensión cabal. Para un cumplimiento efectivo es necesario que exista comprensión de la responsabilidad.

4. *Determinación de objetivos mensurables y establecimiento de informes de control.* Empezando con el ejecutivo principal, periódicamente deben examinarse y expresarse en todas las escalas, cuáles son los objetivos mensurables. Una vez logrado esto deben establecerse informes de control y sistemas de evaluación que se basen en: a) fijación de responsabilidad según las verdaderas escalas de autoridad delegada y b) "informes por excepción", es decir, cantidades superiores o inferiores a las asignadas, e igualmente en cuanto a standards, o utilización del tiempo, lo que exigirá acción decidida por parte de la administración.

5. *Desarrollo del talento gerencial.* Si una empresa que durante la fase de construcción prometía ser productiva tropieza súbitamente con dificultades de operación y financieras, ello generalmente se deberá a su ineficiencia para desarrollar un cuerpo administrativo capaz de marchar al ritmo del proceso, asumiendo íntegramente su responsabilidad. Una vez construido el sistema, por ejemplo, la gerencia quizás no se sienta capaz de pasar a otras manos la responsabilidad de la adaptación de técnicas enteramente nuevas, tal como exigen los planes futuros de la empresa. El crecimiento del estado mayor demanda análisis concentrado y programas prácticos en íntima conexión con la capacidad intelectual disponible. No existe una fórmula mágica para atender la necesidad de desarrollar el talento del cuerpo administrativo de una empresa. Hay que desarrollarlo después de analizar el problema de cada empresa con la completa participación de los funcionarios de estado mayor y de línea.

6. *Flexibilidad administrativa.* Ligarse por mucho tiempo al pasado es tan peligroso desde un punto de vista administrativo como técnico. Con demasiada frecuencia, sin embargo, los funcionarios con largos servicios en puestos superiores se resisten a convencerse de que los hechos señalan la necesidad de cambios inexorables, ya sea en la organización, en los procedimientos o en las normas, y se obstinan en cerrar el paso a toda actitud innovadora, a toda nueva forma de encarar los problemas.

# PAPEL DESEMPEÑADO POR LA INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES EN EL ANÁLISIS DE PROBLEMAS COMPLEJOS DE ADMINISTRACIÓN EN UNA GRAN EMPRESA ELÉCTRICA DE SERVICIO PÚBLICO

por *William Shelson* \*

La administración eficiente de las empresas comerciales está haciéndose cada vez más difícil a medida que sus dimensiones y grado de complejidad aumentan. A causa de esta tendencia, los administradores han estimulado la formación de especialistas cuya misión consiste en prestar asesoría independiente y circunstanciada en campos de interés específicos para la compañía. En concordancia con este desarrollo, ha surgido hace poco un nuevo tipo de personal de administración, cuyo campo de actividad se denomina "investigación de operaciones".

## 1. Definición de investigación de operaciones

La definición más antigua y de aceptación más general, en investigación de operaciones, es la de C. Kittel: "Investigación de operaciones es un método científico para suministrar a los departamentos ejecutivos una base cuantitativa para sus decisiones."

Una definición más pragmática ha sido propuesta por E. O. Boshell:

"El proceso de analizar y revisar minuciosamente la actividad comercial y su medio ambiente es una forma de investigación. Cuando este proceso entraña el empleo de métodos científicos reconocidos satisface mi manera de entender lo que es investigación de operaciones."

Como lo sugieren estas dos definiciones, la diferencia esencial entre investigación de operaciones y otras investigaciones científicas reside en la característica especial de los fenómenos que se estudian.

En vez de estudiar las reacciones nucleares, la emisión electrónica, o las hormonas de las plantas, el científico se ocupa de la conducta de los hombres y de las máquinas en el trabajo, de una actividad comercial, de una modalidad de producción industrial, etc.

## 2. Características de la investigación de operaciones

### a) Personal administrativo

Una de las características será el tipo de persona que es dable encontrar en estas actividades. En la mayoría de los casos contará con antecedentes científicos en ingeniería, física, biología, matemáticas, química o en alguna otra especialización. Ocasionalmente, nos

encontraremos con un economista, psicólogo o contador. Estos técnicos contarán con los requisitos de competencia necesarios. Su preparación académica será, por lo general, muy superior a la de un bachiller y tendrá varios años de experiencia en tareas de investigación y desarrollo. Además, tendrá profundamente grabadas las características de cualquier especialista o ingeniero de primera clase: sentido de la curiosidad, respeto por la medición y pasión por la objetividad.

### b) Organización

La forma de organización para la investigación de operaciones es otro aspecto esencial. La investigación de operaciones se ejecuta casi siempre a base de un trabajo de equipo, cuyos miembros tienen diversa formación científica. La variedad de talentos permite al equipo enfocar un problema desde diferentes puntos de vista, garantiza la posibilidad de utilizar todas las habilidades necesarias en la solución del problema y estimula el análisis crítico de las posibles soluciones. A menudo, para lograr una mayor eficiencia, el equipo es ampliado mediante la inclusión de una persona familiarizada con las operaciones reales en estudio. En todo caso, es indispensable establecer un enlace estrecho con el administrador a cargo de las operaciones, para garantizar la precisión y adecuación de las atribuciones del equipo y para que la administración pueda orientarlo en materia de política general. Una vez planteado el problema, cada equipo quedará en libertad para obtener la información necesaria y dispondrá del tiempo suficiente para clasificar y analizar los datos obtenidos.

### c) Técnicas

El tercer elemento característico de la investigación de operaciones reside en las técnicas empleadas en la solución de problemas comerciales. Se dispone así de todos los procedimientos matemáticos y experimentales susceptibles de emplearse en un problema meramente físico. Las técnicas matemáticas habituales incluyen análisis estadístico, programación lineal, teoría de las probabilidades, teoría del "orden de llegada", método de transporte, análisis hipotético y programación dinámica. El empleo de las matemáticas no debe considerarse como un medio revolucionario para resolver problemas comerciales, sino más bien como una for-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/4.2.14.

## MEJORAMIENTO DE LA ADMINISTRACIÓN EN LAS EMPRESAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

por Merrill J. Collett \*

La efectividad de una organización dedicada a la producción de energía eléctrica está determinada por el grado de excelencia que muestre al encarar los problemas técnicos y administrativos.

La preocupación por los diseños técnicos y por la técnica de la operación y mantenimiento, mientras se descuida la iniciativa de los empleados, la claridad en las escalas de mando de la organización, los gastos de planificación y control, el desarrollo del cuerpo directivo, los informes de control y de evaluación de progreso y el funcionamiento inadecuado, pueden engendrar una empresa caracterizada por sus genios técnicos y por sus empleados administrativos faltos de imaginación.

Por otro lado, la preocupación por las técnicas de administración puede conducir a que el mejoramiento de la misma se convierta, de por sí, en un programa que, exigiendo dinero y atención ejecutiva, estaría, sin embargo, en completa desproporción con los programas técnicos, que son los que indican en qué condiciones se logran los objetivos de una empresa. En cualquiera de los casos el resultado habrá de ser algo menos que satisfactorio.

Para lograr el debido equilibrio debemos antes contestar estas dos preguntas: ¿Quién es responsable en la organización de la marcha de los asuntos administrativos? ¿Se altera la naturaleza de esa responsabilidad a medida que va pasando la empresa de la fase de composición a la de operación?

*La administración concierne a la responsabilidad de los funcionarios y no a los del estado mayor.*

Generalmente, el término "funcionario de línea o de operación" alude a un funcionario administrativo o supervisor que desempeña una función relacionada directamente con el trabajo que realiza la empresa eléctrica. Esas funciones pueden abarcar diseño, construcción, operaciones, planificación del sistema, distribución, ventas y tarifas. También se entiende, generalmente, por "funcionario del estado mayor" un funcionario administrativo y supervisor en funciones tales como servicios de personal, de compras, de almacenamiento, de imprenta, de reproducción de material impreso, de correspondencia y archivos, de biblioteca y de administración de oficinas y edificios.

Las razones para concluir que la administración es responsabilidad de los funcionarios de línea son, fundamentalmente, las mismas que llevaron a la Autoridad de las Fuentes Fluviales de Puerto Rico a descentralizar la responsabilidad del planeamiento. Esas razones, en términos generales, eran las siguientes:

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.27.

1. El funcionario de línea en cada programa técnico conoce los detalles fundamentales del programa.

2. Habiendo participado en el desarrollo del mismo, el funcionario *crea* en el plan que afecta sus programas adelantados o sus operaciones corrientes y por tanto será más efectivo.

3. Como por designación oficial tiene que formular programas para corregir o evitar la repetición de problemas corrientes, el funcionario de línea sería más consciente de la naturaleza de esos problemas.

En cuanto a su responsabilidad administrativa, la amplitud con que habrá de ejercer el funcionario de línea esa responsabilidad la determinará la política de la empresa, en relación con la calidad y profundidad de competencia administrativa del personal con que empieza la organización. ¿Hasta qué punto ha estado ese personal familiarizado con los conceptos de la administración? ¿Le interesa utilizar esos conceptos en sus propias operaciones?

*Todo plan para el mejoramiento de la administración debe expreso acoplarse al Programa de Mejoras Capitales.*

Los funcionarios de línea rechazarán como impracticables las ideas para el mejoramiento de la administración que no estén relacionadas con lo que ellos precisan para realizar sus funciones.

Pero sucede que muchas de las propuestas de los funcionarios de personal no tienen la acogida de los funcionarios de línea. Otro ejemplo. Un gran número de funcionarios de línea verifican sus propios récords de costo de proyectos y control de presupuestos porque las oficinas de contabilidad tienden en sus informes a exigir mayor número de detalles que los que necesitan los funcionarios de línea para conformar sus decisiones y a la vez, porque las oficinas de contabilidad preparan los informes demasiado tarde como para poder utilizarlos en las operaciones diarias.

El Programa de Mejoras Capitales suministra la más clara indicación de la expansión y sirve de instrumento para evaluar las necesidades de la administración y su progreso. Es la expresión de lo que precisan los funcionarios de línea. Por tanto, todo plan de mejoramiento de la administración debe guardar relación con él. Mediante este programa pueden determinarse el alcance, la modalidad y el momento oportuno para poner en ejecución los procedimientos de selección. Revelará asimismo en qué momento debe emprenderse una revisión con el fin de ajustar la estructura de la organización a cambios de importancia relativos a la intensificación de los programas. También puede determinarse el alcance y la modalidad cambiante de la ne-

## VII. APROVECHAMIENTO ECONÓMICO DE LOS COMBUSTIBLES

### APROVECHAMIENTO RACIONAL Y ECONÓMICO DE LOS COMBUSTIBLES

por J. Agrest \*

#### INTRODUCCIÓN

##### 1. Significado de la racionalización, sus categorías y gravitación económica

Este trabajo se propone: *a)* examinar las posibilidades que ofrece la aplicación de los modernos conceptos de la racionalización a la generación económica de electricidad en América Latina; *b)* determinar sus consecuencias económicas; *c)* analizar los métodos que conducen a esa racionalización y *d)* examinar las dificultades que se oponen a ella.

La racionalización en el campo de la energía tiene carácter orgánico. De ahí que evolucione en distintos niveles básicos y esté integrada por etapas de diverso orden y significación, cuya armonía es esencial.

Por ejemplo, si se ha elegido erróneamente un ciclo térmico para satisfacer determinado tipo de demanda, su irracionalidad no queda corregida por el hecho de aislar con espesores económicos las cañerías que lo constituyen.

Aunque la racionalidad supone la economía de una solución técnica, la proposición inversa puede no ser verdadera. La economía es una condición necesaria pero no suficiente para garantizar la racionalidad de una solución determinada.

Racionalidad y economía son criterios coincidentes sólo en el plano nacional, y no en el sector particular objeto de análisis.

La eficiencia térmica, en el sentido habitual de este concepto, tampoco es por sí misma una medida absoluta, ni de la racionalidad ni del carácter económico de una instalación. Una central térmica puede tener un consumo específico bajo, de 2 200 kcal/kWh neto, y parecer más económica en costo inicial y en explotación. No obstante, puede ser irracional, si consume energías primarias nobles, como gas natural o diesel-oil, susceptibles de mejores rendimientos, y si deja de lado residuos industriales, combustibles o carbones pobres, de escaso valor, aunque estos exijan elevar el consumo específico a 3 000, a 3 200 kcal/kWh, o más aún.

¿Es posible poner en tela de juicio la racionalidad como meta legítima en el sector de la energía, en vista

de la inclinación por las soluciones fáciles, baratas, inmediatas e improvisadas, que suelen ser preferidas por entidades oficiales y privadas de América Latina? La respuesta exige una difícil elección entre dos orientaciones: una, la de dejarse llevar por la natural tendencia al desorden y destrucción de energías que menoscaba el porvenir de la sociedad, y otra, la del permanente esfuerzo activo que permita proteger las reservas y ordenar el consumo de las energías para las generaciones actuales y venideras, y allanar el camino para una sociedad mejor construida y más sana.

La necesidad de la racionalización energética tiene sus raíces en una ley científica fundamental, que se refiere a la transformación parcial de la energía primaria "menos noble" de los combustibles en la forma "más noble", la electricidad, que obliga a tolerar una importante merma cuantitativa.

Todo esfuerzo de racionalización en el nivel superior está íntimamente ligado a la búsqueda y aplicación de soluciones que permitan utilizar, simultáneamente, no sólo las cantidades, sino las calidades de las energías puestas en juego en cada transformación, para satisfacer las necesidades humanas, lo cual significa, económicamente hablando, eliminar la duplicación de consumos energéticos separados para su provisión independiente.

Es frecuente comparar los rendimientos de 25 a 35 por ciento de centrales térmicas, con los de 75 a 85 por ciento de centrales hidroeléctricas, con una natural angustia por la exigüidad de los valores de las primeras. Essó y Hibley señalan que si el rendimiento de la central hidroeléctrica se estableciera sobre las mismas bases, el nivel superior a tomarse debería ser el punto más alto de la tierra 8 800 m (equivalente a la temperatura de combustión) y el inferior sería el punto más bajo de la tierra, unos 11 000 m debajo del nivel del mar (equivalente al 0 absoluto o sea a  $-273^{\circ}\text{C}$ ) para constituir el denominador de la ecuación del rendimiento. Pero así como no hay agua en el punto más alto posible, tampoco puede aprovecharse la máxima temperatura de la combustión.

En la central hidroeléctrica es obvia la necesidad y la ventaja de canalizar el agua que ha hecho traba-

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.5.1.

ma preferida del equipo para plantear un problema a fin de entenderlo mejor y hallar la solución adecuada al mismo.

En suma, las recomendaciones deberán basarse en una evaluación cuantitativa de la situación y en un cálculo también cuantitativo de los resultados que se piensa obtener. El administrador sintetizará en seguida el análisis del equipo y lo computará con otros factores realmente intangibles —política, moral, tradición— antes de llegar a expresar su decisión definitiva.

### 3. *Investigación de operaciones en la Ontario Hydro*

La Comisión de Energía Hidroeléctrica de Ontario (Ontario Hydro) suministra el 90 por ciento de las necesidades de energía eléctrica de la provincia de Ontario, atendiendo un territorio de unas 250 000 millas cuadradas, con clientes directos e indirectos que sobrepasan 1 800 000. Su activo asciende a un total de 2 500 millones de dólares y su personal está integrado por unas 16 000 personas. Están en operación 66 centrales hidroeléctricas y dos centrales térmicas principales alimentadas a carbón. Hay en construcción tres centrales hidráulicas más, dos centrales térmicas a carbón y dos centrales termonucleares. En 1959 se produjeron 32 300 millones de kWh con una demanda máxima de 5.6 millones de kWh y se registró un ingreso que ascendió a 213 millones de dólares por concepto de venta.

La Ontario Hydro ha hecho uso permanente de la investigación de operaciones, por espacio de más de cinco años. El Grupo de Investigación de Operaciones consta de un ingeniero mecánico, un matemático y un ingeniero electricista. En la mayor parte de los estudios, el grupo permanente se ha visto reforzado por otro personal de diversas categorías, por ejemplo, un ingeniero industrial, un economista, un experto en abastecimiento, un ingeniero electrónico y un programador de computadores. El equipo más numeroso ha

constado de cinco personas y el estudio más largo que han realizado ha durado doce meses.

El grupo, aunque pertenece a la División de Investigación, trabaja en colaboración estrecha con el administrador, para quien se ejecuta el estudio. Hasta la fecha, se han emprendido once investigaciones de operaciones, desde la predicción de niveles de lagos hasta la programación económica del Sistema del Ontario Sur de la Ontario Hydro. En éstos se ha hecho amplio uso de las tarjetas perforadas y de los computadores electrónicos (IBM 650, Univac II) para facilitar el trabajo.

Se describen en el documento tres estudios, como ejemplos típicos de la forma en que la investigación de operaciones ha ayudado a la administración de la Ontario Hydro a resolver complejos problemas operacionales. Estos estudios incluyen las operaciones económicas de una compleja instalación hidroeléctrica con almacenamiento por bombeo; control de inventarios para almacenes centrales, sistema de abastecimiento interno y política óptima de reposición para una gran flota de vehículos. En cada uno de estos casos, la investigación de operaciones ha dado soluciones adecuadas: originales en su contenido, aceptables para la administración y eficaces en su aplicación práctica.

### 4. *Conclusión*

Las compañías eléctricas se encuentran generalmente frente a la necesidad de hacer análisis objetivos y amplios que les permitan tomar decisiones importantes, y a emplear procedimientos científicos destinados a conseguir óptimos resultados de operaciones específicas de envergadura. En tales casos, es preciso que la administración considere seriamente la utilidad y conveniencia de emplear la investigación de operaciones como alternativa de otros métodos de estudio, en materia, por ejemplo, de asignaciones departamentales o cuadros de expertos de comité.

absolutamente desordenada, carente de capacidad de trabajo en su totalidad o energía nula.

Por lo tanto, la expresión rendimiento térmico, usada de ordinario, expresa en realidad la relación entre una cierta cantidad de energía ordenada obtenida a partir de una cantidad dada de energía, parcialmente desordenada, consumida para ello, lo que quiere decir que esta relación no es verdaderamente homogénea, como suele suponerse, y que, por lo tanto, no se trata de un rendimiento de naturaleza análogo al mencionado en primer término, en que numerador y denominador tienen el mismo carácter.

Una anomalía que resulta de la concepción corriente de rendimiento térmico, se refiere a que, de este modo, una central pública del tipo más moderno, aparece con un "rendimiento térmico" del orden del 40 por ciento, mientras que una central industrial de contrapresión, aun siendo algo deficiente, aparece con "rendimientos térmicos" del orden del 80 por ciento.

Para salvar las confusiones que surgen de esta clase de sumas y relaciones de cantidades no verdaderamente homogéneas, sería muy útil pues, reservar para ese tipo de resultados la denominación de relación calórica y reservar el concepto de rendimiento térmico real para la relación entre trabajo  $W$  (o energía ordenada realmente extraída de una cierta cantidad de energía calórica  $Q$  disponible al nivel inicial  $T_i$ ) y el trabajo máximo  $\bar{W}_{max}$  (o energía ordenada que, teóricamente, podría extraerse con un ciclo de Carnot perfectamente reversible entre  $T_i$  y  $T_o$ ).

Todo el desarrollo y progreso de la generación de electricidad en las grandes centrales termoeléctricas puede interpretarse como la llamada carnotización o acercamiento al factor Carnot de sus ciclos, consistente en la introducción de los recalentamientos intermedios, del calentamiento regenerativo del agua de alimentación, desde las mayores presiones hasta las supercríticas, las máximas temperaturas compatibles con los materiales resistentes disponibles y un mejor vacío en los condensadores de las grandes turbinas.

Analizados los rendimientos de los elementos que

componen una central con ese criterio termodinámico, que se aviene muy bien con el económico, se comprobará que algunas ideas de "rendimiento" son erróneas.

Tal es el caso de las calderas, en sí mismas tan perfeccionadas, cuya relación calórica es hasta del orden del 92 por ciento, pero que sólo entregan al vapor que ha de "hacer" trabajo en la turbina, una capacidad de trabajo o energía que es apenas del 48 por ciento del contenido del combustible consumido, advirtiendo que es en la caldera precisamente donde se encuentra la mayor destrucción de esa capacidad.

Los conocimientos que uno y otro balance proporcionan son completamente distintos, y no aparecen en el primero las imperfecciones del calentamiento regenerativo ni las pérdidas por fricción del paso del vapor por la turbina.

Así, también la pérdida de capacidad de trabajo, por transmisión de calor en la caldera, aparece claramente en el balance termodinámico, en tanto que se modifica el carácter de la entidad de las pérdidas motivadas por la condensación, reduciéndose a un valor pequeño.

En el primer balance de relaciones calóricas, no se puede distinguir entre pérdidas de energías ordenada y desordenada, mientras que en el balance termodinámico se aprecian nítidamente las pérdidas de energía ordenada (sólo la reversibilidad completa y perfecta no ocasiona pérdidas).

Como en los ciclos reales, sólo puede tenderse a reducir el grado de irreversibilidad, que constantemente destruye una cierta cantidad de exergía o capacidad de trabajo, si se modifica la naturaleza de las construcciones o de las formas de realizar los ciclos, y siempre en la medida en que la amortización del mayor costo de las mejoras no exceda el valor de las exergías ganadas con ellas.

Para caracterizar como *racional* a una solución práctica, ésta, además de ser técnicamente eficiente y económicamente justificable, debe implicar el mínimo desgaste de energías primarias, utilizando, entre éstas, las que sean menos valiosas en el concierto internacional.

## A. COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD Y VAPOR EN CENTRALES PÚBLICAS MUY MODERNAS Y SALAS DE CALDERAS INDEPENDIENTES CON LA GENERACIÓN COMBINADA

Una de las condiciones esenciales de la racionalización, es el aprovechamiento óptimo de la capacidad de trabajo o exergías de los combustibles, lo que puede llevarse a cabo, con el mínimo consumo, mediante la generación simultánea de energía eléctrica y calor industrial.

Un ejemplo típico —pero no exclusivo—, ya que caben muchas otras formas, como luego se verá, es la generación con turbina de contrapresión de los kWh requeridos, simultáneamente con una demanda de vapor. Para este eslabonamiento típico se ha hecho el análisis económico que sigue.

### 1. Métodos de comparación

Dada la disparidad de sistemas de cálculo, que frecuentemente derivan de una valoración monetaria del kWh o de la caloría, en lo que sigue se ha dado preferencia a un enfoque más real y concreto, que consiste en comparar entre sí los costos anuales de explotación de las diferentes soluciones.

Así planteadas las necesidades simultáneas de  $E$  kWh anuales y  $Q$   $10^6$  kcal =  $Q$  Gcal en igual período, a un nivel térmico del orden de 120-140° C, las mismas pueden ser satisfechas de dos modos esencialmente distintos:

jo, cediendo su energía a las ruedas de la turbina, para aprovecharla en otros destinos útiles a la comunidad.

En la central térmica, el problema funcional es el mismo y la labor que impone su racionalización es precisamente la de coordinar el uso de las calidades de las calorías procedentes de la conversión de la energía de los combustibles con los diferentes niveles a que son requeridos, y en correspondencia con las necesidades de energía eléctrica y calor de la colectividad.

Por ello, la generación de energía eléctrica no siempre se sitúa al nivel de temperatura superior máxima, sino también al de las intermedias, como en las industrias siderúrgica, del vidrio, del cemento, etc.

Caben, en el plan energético, dos actitudes: una, individualista, que no tiene en cuenta los intereses nacionales y acaba rematando en un desorden energético, y, otra, racional o económica, que trata de ordenar cuidadosamente el consumo de energías primarias, de modo que sólo se admitan las irracionalidades que las condiciones técnico-económicas alcanzadas obligan a tolerar.

Cuando los intereses de las empresas generadoras de energía —estatales o privadas, públicas o industriales— abandonan, por anacrónica, la actitud individualista, puede establecerse una colaboración estrecha entre ellas, para aumentar en bien de todos la utilización racional de energía que la sociedad debe consumir.

Mientras toda Europa, independientemente de las actitudes políticas, muestra una intensa preocupación en este sentido y realiza toda clase de esfuerzos para extender los beneficios generales que resultan de una armónica racionalidad en los distintos niveles domésticos, sociales, industriales, públicos o internacionales, es penoso constatar que, salvo contados y excepcionales casos, en América Latina nada se ha hecho por orientar la política energética nacional e internacional hacia una eficaz armonización de ese estilo.

## 2. Valoración de las energías térmicas primarias por su convertibilidad en trabajo o electricidad

La mayor dificultad radica en que normalmente se comparan cantidades de energía primaria, pero se pasa en silencio lo referente a las justipreciaciones de las respectivas calidades (a base de lo exigido por el consumo y no por la generación, como es habitual).

Por ejemplo, el gas natural, en los pozos a elevadas presiones, puede ser aprovechado para la generación de energía por expansión a presiones, todavía compatibles con el transporte en gasoductos o su consumo.

Un criterio técnico claro se obtiene sobre la base del segundo principio de la termodinámica, que hace explícita la convertibilidad con la aplicación del factor de Carnot. Este permite valorar el límite superior máximo de tal transformabilidad en trabajo mecánico  $W$  obtenible de una cantidad de calor  $Q$ , disponible a la temperatura absoluta inicial  $T_i$ , con relación a un ambiente a la temperatura absoluta  $T_o$ .

Recuérdese que el trabajo máximo:

$W_{max.} = Q \left( \frac{T_i - T_o}{T_i} \right)$  (1) es la sola fracción de  $Q$  (menor que 1)

que podría transformarse en trabajo mecánico en condiciones ideales, y que

$$Q_o = Q \left( \frac{T_o}{T_i} \right)$$

es la cantidad mínima de calor que sin ningún valor como capacidad de trabajo es difundida en el ambiente circundante.

Es, sin duda, el ingeniero, quien puede señalar cuáles son las condiciones prácticas que más y mejor permiten acercarse a los valores de convertibilidad límite, reduciendo, dentro de lo compatible con las exigencias económicas, las irreversibilidades del sistema elegido para cada caso.<sup>1</sup>

Caracterizada la energía por su convertibilidad en trabajo, los valores asignables difieren sensiblemente de los que resultan del simple balance calórico (o mal llamado balance térmico) y permiten ofrecer una perspectiva real de los valores de las calorías según los diferentes niveles de temperatura, así como de las pérdidas inevitables (o que se pueden evitar) en el curso de la conversión.

No puede haber, pues, racionalización real y positiva, sin una comprensión suficientemente íntima de las leyes básicas que deben regir este complejo juego de problemas técnico-económicos y sociales, cuyo análisis, que fácilmente desborda los límites de un trabajo individual, supone y exige serios esfuerzos de conjunto.

## 3. Imprecisiones en el concepto de rendimiento

La convertibilidad, esencia práctica de las energías, tiene un precio que se debe pagar y es la pérdida que debe tolerarse en proceso de conversión.

Recuérdese que la diferencia a 100 por ciento es la energía desordenada que se origina en el curso de la transformación, y que carece de valor para los fines perseguidos generalmente, pero que existe y satisface el primer principio que establece la equivalencia de las diversas formas energéticas.

Considerada una cantidad de energía térmica  $Q$  de cierto nivel  $T_i$ , como una forma energética parcialmente desordenada, su conversión en trabajo significa: extraer la parte ordenada (cuya máxima cantidad teórica) está dada por

$$W_{max.} = Q \left( \frac{T_i - T_o}{T_i} \right)$$

e incorporar al ambiente a  $T_o$ , el resto

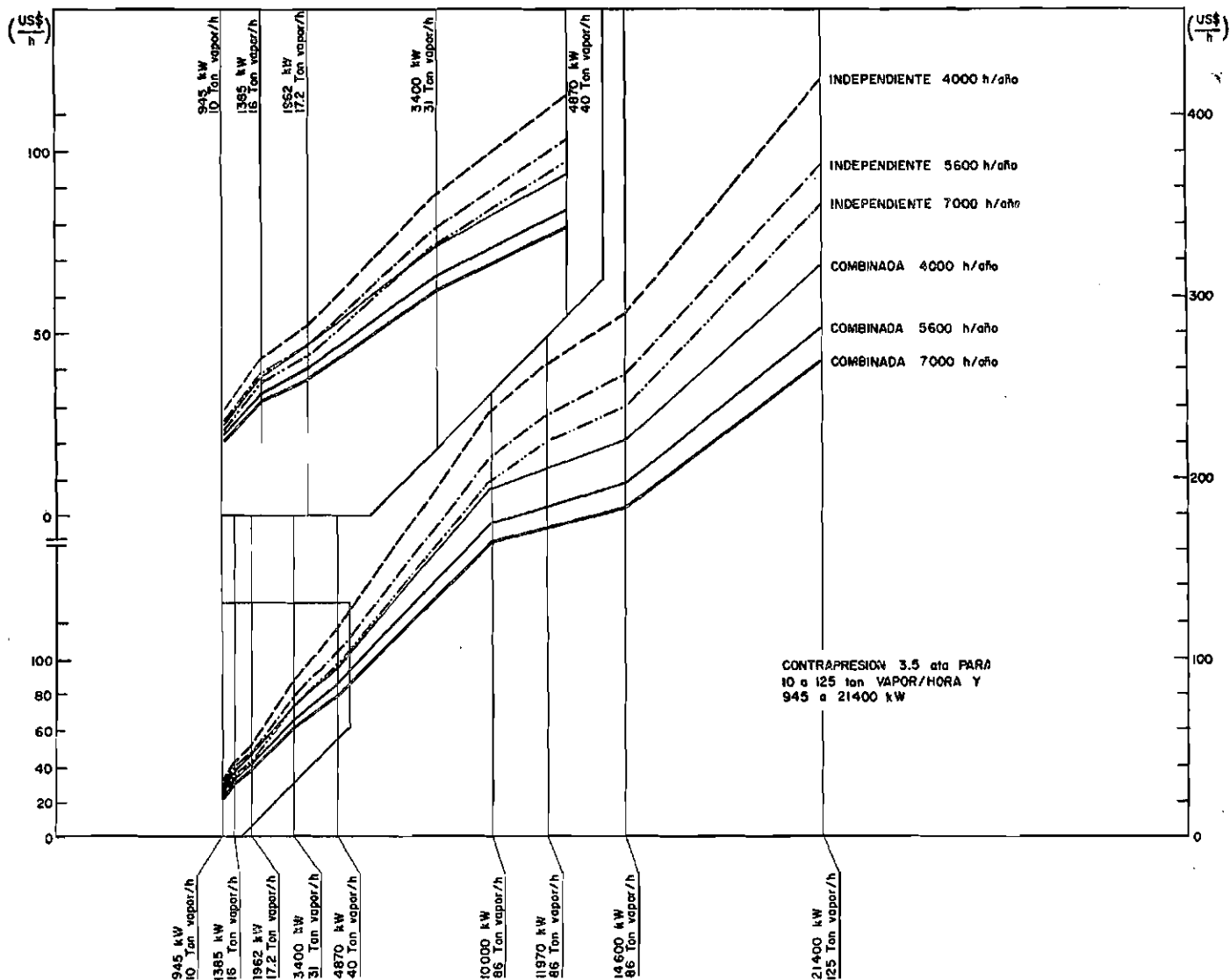
$$Q \left( \frac{T_o}{T_i} \right)$$

<sup>1</sup> El criterio exergético fue ya propuesto por Thompson en 1879, Gouy en 1889 y retomado por Stodola en 1920, por Bosnjakovic en 1930, Keenan en 1932, Thring en 1943, Bruges en 1954, Rant en 1951-56 y 57, Grassman en 1950-51 y 52, Nesselman en 1952-53-54, y designada *energie utilisable* por los franceses, *technische Arbeitsfähigkeit* por los alemanes, *antrieb leistung* por los suizos, *availability* por los americanos, *virtue* por los ingleses y modernamente *Exergía* por Rant a instancias de R. Plank (o sea trabajo extraíble de una energía).



## Gráfico II

### COMPARACIÓN ENTRE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y VAPOR, INDEPENDIENTE Y COMBINADA



ciones en lo que concierne al ahorro de combustible y de costo horario por ciento.

#### 2. Generalización del método

Si se designa por  $Q_i$  el consumo de calorías horarias de la generación independiente, por  $Q_c$  el correspondiente a la generación combinada, expresadas en  $Gcal = 10^6$  kcal y por  $t$  el período de utilización en horas anuales, resultaría que

$$\Delta q = (Q_i - Q_c) \cdot p \cdot t \cdot$$

constituye el beneficio anual de la solución combinada. Este debe cubrir como mínimo las diferencias del costo anual del monto de inversiones  $I_i = I_k + I_v$ , o sea las inversiones de las centrales térmicas independientes y de la inversión  $I_c$  de la central de contrapresión:

$$\Delta i = (I_c - I_i) \cdot a$$

donde  $a$  es la anualidad correspondiente a  $n$  años de amortización a un interés de  $i$  por ciento.

La condición de economicidad está dada por la relación:

$$\frac{\Delta i}{\Delta q} = \frac{(I_c - I_i) \cdot a}{(Q_i - Q_c) \cdot p \cdot t_a \cdot 10^{-6}} \leq 1$$

es decir si la diferencia de consumo anual de combustible, tiene un valor económico igual o inferior al costo diferencial de las inversiones en uno y otro caso, la generación combinada es tanto más interesante cuanto mayor es la acumulación de la diferencia.

Cada central de contrapresión, constituye pues una fuente de recursos y de ampliación de la capacidad de la central pública.

#### 3. Deducciones

Del análisis correspondiente puede verse que las ventajas de la central combinada son tanto mayores:

a) Por una central térmica a condensación pura, moderna, que genera los kWh con un costo anual (gastos fijos, combustible, personal, etc.) de  $C_k$  dólares por año, en tanto que, independientemente, una o más salas de calderas suministran el vapor con un costo  $C_v$  dólares por año.

b) Por una central térmica combinada a contrapresión pura, que satisface las mismas necesidades con una erogación de  $C_c$  dólares anuales.

Cuando  $C_c \leq C_k + C_v$  y sólo entonces, la generación combinada es más ventajosa.

Se ha supuesto que en los costos anuales, se incluyen todos los factores que integran los gastos de ambos tipos de funcionamiento.

Las comparaciones se han basado sobre: a) una central pública de consumo neto de 2 250 kcal/kWh, o sea, 2 500 kcal/kWh puesto en los bornes del consumidor, con un costo de capital de 150 dólares/kW y una sala de calderas independiente con 82 por ciento

de rendimiento calórico y costos de capital por kg de vapor decreciente de 14 dólares/kg a 9.5 dólares/kg a medida que la capacidad aumenta; b) las centrales de contrapresión completas, basadas en valores internacionales.

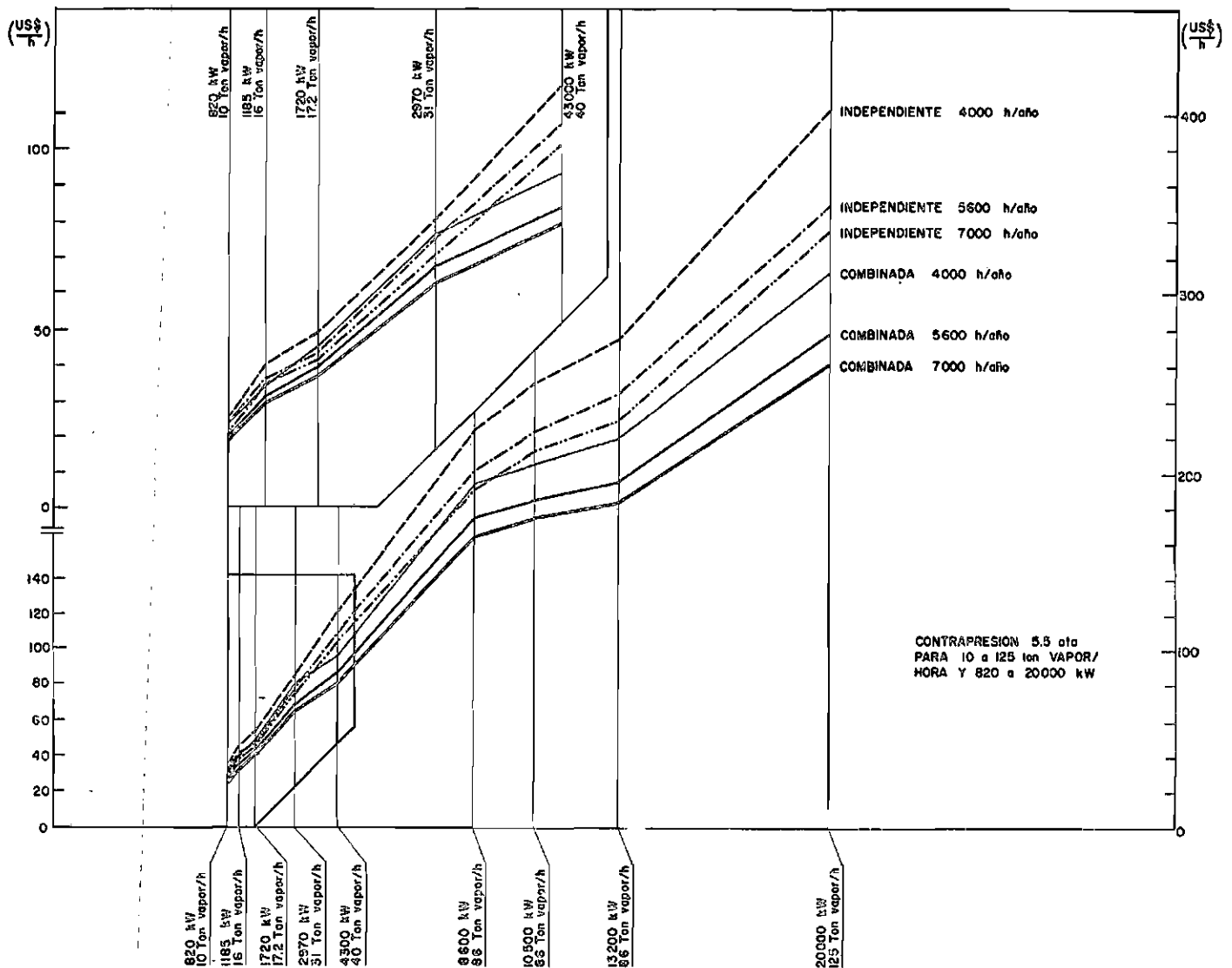
Se comprende que también aquí, el caso de las centrales independientes resulta favorecido, ya que la mano de obra real será inferior en una central combinada, que en una central térmica con una sala de calderas separada.

También debe tenerse presente que el precio del *fuel oil* se ha tomado al mismo valor, tanto para la central pública como para la generación de vapor y la generación combinada, si bien es cierto que en muchos países latinoamericanos existen precios diferenciales, que tienden a favorecer la generación de centrales públicas.

Los resultados se representan en los gráficos I y II para que sea posible seguir con facilidad las compara-

Gráfico I

COMPARACIÓN ENTRE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD Y VAPOR, INDEPENDIENTE Y COMBINADA



Sin embargo, como las temperaturas de combustión corriente, superan los niveles de 1 500° a 1 600°, se procura reducir las pérdidas de este salto, sin aprovechamiento energético directo, mediante otras soluciones técnico-económicas, con las cuales se persigue la racionalidad máxima, que no es posible lograr con la pura generación de electricidad.

El móvil básico del eslabonamiento energético es promover la capacidad de trabajo, a cada nivel de temperatura, de un agente portante de la energía liberada, empleado del modo más reversible que la aplicación práctica tolere; ésta apunta hacia una separación en tres grandes grupos generales:

a) Aplicaciones industriales de temperatura de bajo nivel (100-130° C)

b) Idem de temperatura de medio nivel (300-400° C)

c) Idem de temperatura de alto nivel (1 000-1 500° C).

En cada grupo de aplicaciones la generación simultánea de energía eléctrica y calor industrial puede tener lugar en virtud de distintos mecanismos y en distintas proporciones, y, en ellos, los desarrollos de las turbinas de gas y de aire caliente, con su nuevo aporte, están llamados a jugar un papel importante —como se verá en los ejemplos que siguen.

Debe examinarse otro grupo, el del eslabonamiento energético de ciclos de vapor y gas, como caso particular en la propia industria eléctrica pura, y que, por otra parte, deja abiertos los caminos para que análogas soluciones, sean aplicadas en la generación combinada en instalaciones industriales, ya que nada altera las características finales del vapor, que en lugar de enviarse al condensador, puede ser utilizado industrialmente, con más elevada producción de kWh por tonelada de vapor gastada en fábrica.

### 1. Las necesidades de energía eléctrica y calor industrial

Uno de los factores que permite caracterizar dos diferentes procesos industriales es la relación entre las necesidades de calor y las necesidades de energía eléctrica para una producción dada. Suelen clasificarse en termo-intensivas o energo-intensivas, según el índice de las calorías necesarias para los procesos por cada kWh requerido; ello permite delimitar tres campos:

- I, con 0 a 2 500 kcal/kWh
- II, con 3 000 a 8 000 kcal/kWh
- III, mayor que 10 000 kcal/kWh

Aun dentro de la misma especie de industrias, dicho índice oscila entre límites apreciables y hasta en un mismo establecimiento aparecen variaciones que dependen de la hora, del período del año, de los tipos variables de materias primas o de la elaboración.

De allí que sea perentorio estudiar, con el criterio más real y directo posible, las verdaderas condiciones que permiten adoptar la solución más integral y conveniente, sin olvidar el permanente aumento de kWh

Cuadro 1

### RELACIÓN DE CONSUMOS DE CALORÍAS A KWH

Rama de la industria	Grupo	Índice (kcal/kWh)	Presión del vapor (Atmósferas)
Hilanderías. . . . .	I	1 600	2
Curtimbres. . . . .	I	2 000	2.5
Linoleum . . . . .	I	2 300	4
Seda artificial . . . . .	II	3 100	2
Papeles finos . . . . .	II	3 600	4
Algodones . . . . .	II	3 700	2
Toallas . . . . .	II	3 900	1
Papel de envolver . . . . .	II	4 200	1.5
Goma. . . . .	II	4 500	7
Celulosa . . . . .	II	5 700	4
Cervecerías . . . . .	II	6 400	2.5
Tejedurías c/terminación.	II	7 600	2
Azúcar . . . . .	IV	10 600	2
Lavaderos . . . . .	III	18 500	0.5
Tintorerías. . . . .	III	34 400	1
Fermentaciones. . . . .	III	57 000	2

y la correspondiente disminución de la necesidad de calor, que trae aparejado el progreso técnico.

En el cuadro 1 se presentan valores de guía que frecuentemente se dan tanto en Europa como en los Estados Unidos y alrededor de los cuales suele caer la práctica latinoamericana, salvo diferencias climáticas.

Con demasiada frecuencia, los equipos se diseñan para ser provistos con vapor provenientes de una caldera, cuya presión de trabajo se elige con el único criterio de que se adapte a ellos, sin pensar para nada de qué modo se integran con un conjunto orgánico. Se producen así graves distorsiones de concepto difíciles de corregir en la práctica, cuando se trata de la modernización de una planta existente.

Las presiones de trabajo de un secadero, un concentrador, un autoclave, una paila, se eligen todo lo altas que la sensibilidad del producto a la temperatura lo tolera y es muy común suministrar a los otros consumidores, mediante la colocación de válvulas reductoras, destructoras de exergías, donde la presión de la red general es superior a la admisible en ese equipo.

El estudio de la generación combinada de fuerza motriz y calor industrial tiene, además, la ventaja de que obliga a considerar más a fondo soluciones dadas hasta ahora prescindiendo totalmente del problema relativo a un aprovechamiento integral de la capacidad de trabajo, no sólo ya mecánico, sino termodinámico, de la energía térmica y a fin de mejorarlas mediante la búsqueda de una verdadera economía.

### 2. Eslabonamiento energético o generación combinada en aplicaciones de bajo nivel de temperatura 100-130° C

Ya se ha señalado que una característica esencial de la central combinada a turbina a vapor de contrapresión pura, es la relación

a) cuanto más elevadas son la presión y temperatura iniciales elegidas

b) cuanto más baja es la contrapresión del vapor destinada a los servicios térmicos

c) cuanto mayor es el número de horas de utilización reales

d) cuanto mayor es el precio del combustible

e) cuanto más distantes están los consumidores de la central pública

f) cuanto menor es el costo del capital

g) cuanto menos modernas sean las centrales públicas existentes

h) cuanto mejor estén combinadas y organizadas las cargas eléctricas y térmicas.

Si se hace la comparación con una central pública independiente, cuyo consumo específico sea 4 200 kcal/kWh (promedio de la Argentina para 1957), se encuentra que la economía de combustible procurada por la solución combinada, varía entre 23.3 y 37.9 por ciento para contrapresiones de 5.5 atmósferas y entre 27 y 39 por ciento para 3.5 atmósferas, en lugar de 13 y 21.6 por ciento y 15.8 y 23.5 por ciento que corresponden respectivamente a la central moderna.

Es interesante también analizar, qué incremento de potencia puede lograr la central combinada si gasta la misma cantidad de combustible que las soluciones independientes en conjunto, para lo cual todo el vapor generable pasa por la turbina de contrapresión y el excedente de vapor sobre lo que requiere la fábrica pasa a la turbina de condensación.

El aumento de potencia sería del orden de 17.3 a 22 por ciento para una contrapresión de 5.5 atmósferas y de 19.8 a 25 por ciento para una contrapresión de 3.5 atmósferas, ya que en este último caso el *fuel oil* inicialmente ahorrado es mayor que en el primero.

Es digno señalar que un tradicional antagonismo entre la industria eléctrica y las industrias consumidoras de vapor y electricidad capaces de aprovechar a fondo la generación combinada, está dando paso a una más profunda, armónica y sensata colaboración. En ella se considera el interés nacional que postula el mínimo consumo global de energía primarias, y, mediante la marcha en paralelo, se logra superar las peculiaridades de las curvas de carga tanto eléctricas como de vapor típicas de cada industria.

En América Latina, salvo pocas y honrosas excepciones, poco es lo que se ha hecho en la generación combinada pero sin llegar al esencial funcionamiento

en paralelo y recepción por la red de la energía excedente generada por la industria.

De la potencia de autoproducción argentina en 1958 sólo el 50 por ciento de los 769 000 kW instalada fue de vapor, de los cuales menos de la mitad es a contrapresión, en tanto que el 50 por ciento restante estuvo constituido por motores diesel. Sorprende que el número de horas de utilización

$$\frac{\text{generación total}}{\text{potencia instalada}}$$

fue sólo de 2 450 (las horas de utilización global para 1957 fueron 3 333 en todo el país y 4 677 en el Gran Buenos Aires, con referencia a la generación global, no a la neta).

Se tiene un conocimiento cabal de que gran número de los motores diesel están instalados en industrias textiles, papeleras, alimenticias, químicas, azucareras, etc., en que por la naturaleza de sus necesidades de vapor, habrían podido contribuir a una real racionalidad, empleando centrales de contrapresión con positivas ventajas tanto para la industria particular como para la economía del país.

De los 2 000 millones de kWh generados, la mitad aproximadamente lo fue en motores diesel, es decir un consumo de 250 000 ton de diesel-oil, de las cuales por lo menos 100 000 ton, habrían podido ahorrarse, lo cual implica un gasto inútil de por lo menos 2.5 millones de dólares anuales, capaces de cubrir intereses y amortización de una inversión de 16.4 millones de dólares.

Es, pues, mucho lo que queda aún por hacer orientando correctamente los gastos, pero habrá que vencer para ello serias distorsiones en la concepción energética y sobre la naturaleza de la colaboración entre las centrales públicas y las industrias o grupos de industrias susceptibles de contribuir a un desarrollo óptimo de la generación combinada.

No puede finalizarse este apartado, sin subrayar que los beneficios de la solución combinada no residen, como se cree a menudo, en la simple obtención de kWh más baratos, mejorando a 1 200 kcal/kWh el consumo específico de la central; el hecho es que la utilización racional de las exergías contenidas en el agente portante de energía, que es el vapor, al evitar parcialmente la destrucción de exergías que ocurre en la caldera independiente, las incorpora al sistema combinado, transformándolas en energía eléctrica y dejando al vapor las exergías realmente necesarias en los procesos.

## B. EL ESLABONAMIENTO ENERGÉTICO, DESARROLLO ACTUAL Y SUS POSIBILIDADES

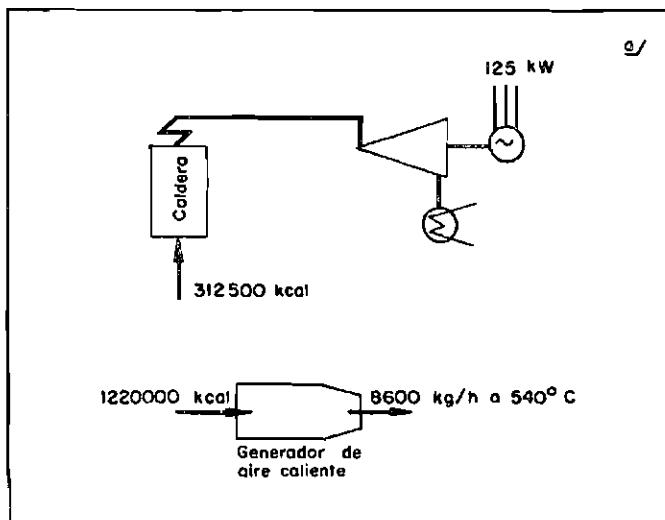
Se acaba de considerar un caso muy importante, susceptible de amplia aplicación y portador de ventajas de eslabonamiento energético, pero este es sólo un caso particular de una gama mucho más amplia y de múltiples implicaciones sociales.

La causa fundamental, reside en que la limitación impuesta a los rendimientos logrados gracias a la resis-

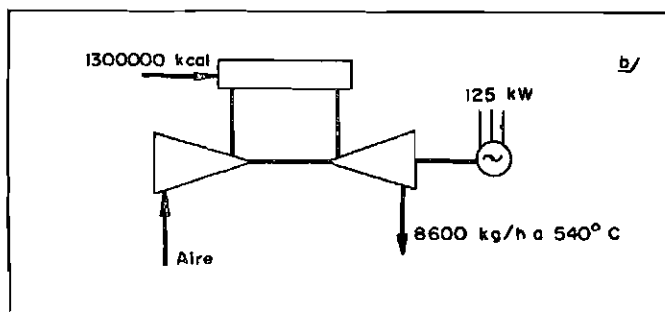
tencia de los materiales ferrosos a la temperatura, no permite sobrepasar en los agentes portantes de la energía térmica de los combustibles, niveles bastante definidos, alrededor de los 600/610° C, en las muy altas presiones, o alrededor de los 800° C, para bajas presiones, en los sistemas de generación exclusiva de energía eléctrica.

**Gráfico IV**  
**SOLUCIÓN DE GENERACIÓN DE POTENCIA Y AIRE CALIENTE, EN FORMA INDEPENDIENTE Y COMBINADA**

Con aire caliente en forma independiente



Con aire caliente en forma combinada



a. Costo central pública: 150 dólares/kW = 18 750 dólares.  
 Costo total horno: 10 000 dólares.

Costo total: 28 750 dólares.

b. Costo de la turbina a gas: 28 000 dólares.

En este caso, la comparación económica de sus ventajas debe hacerse con la producción de energía eléctrica correspondiente a la central moderna y con los gases a 400° C generados en un horno de combustión directa, independientemente.

No debe olvidarse que la transmisión de calor por gases, tiene lugar con un constante decrecimiento de temperatura a medida que cede calor, contrariamente a la constancia de temperatura durante la entrega de calor latente de vapores condensantes, lo cual puede constituir un factor limitante para aplicaciones que exijan tal constancia de la temperatura de cesión, como en ciertos tipos de reactores o destiladores.

Una aplicación que requiere gases calientes a 400-

500° C, pero que además necesita vapor de 3-5 atmósferas o agua caliente, puede también satisfacerse ventajosamente con una solución de esta naturaleza, pues mientras el caudal de gases calientes requerido es enviado al equipo que los necesita, el remanente pasa por una caldera de recuperación que genera dicho vapor, y los gases ya enfriados a unos 200° C, sirven aún para precalentar el agua de alimentación.

La utilización del calentador indirecto (sugerido por Melan) en el circuito de un ciclo semiabierto de turbina de aire, permite asimismo interesantes aplicaciones, que no imponen límite alguno al combustible, y es particularmente atrayente para el consumo de residuos industriales combustibles, abundantes en América Latina.

El interés económico de este tipo de soluciones se deduce de los cuadros 2 y 3 y de los gráficos III y IV. En ellos se comparan los consumos de la generación independiente de energía eléctrica en una central pública moderna que provea 125 kW, y 8 600 kg/h de aire caliente, en un generador especial a 540° C, por un lado; y, por el otro, un ciclo combinado de turbina a gas, de tipo abierto, que satisfaga idénticas necesidades simultáneamente.

Como en este último caso, no se requiere ningún elemento adicional de recuperación del calor de los gases de escape, las inversiones iniciales son menores en el caso de la turbina a gas en un 2.61 por ciento, mientras el ahorro de combustible es de 15.2 por ciento, y el ahorro global para 7 000 horas de marcha es de 7.87 por ciento, para inversiones sensiblemente iguales.

**4. Eslabonamiento energético en aplicaciones de niveles elevados (1 200-1 500° C)**

Son numerosos los hornos industriales en que se verifican operaciones de calentamiento a muy alta temperatura, y que sólo pueden usar la fracción de caloría disponibles entre las temperaturas de combustión  $T_c$ °K, y la del material a calentar  $T_m$ °K, es decir, que su rendimiento es

$$\mu = 1 \frac{T_m}{T_c}$$

Como  $T_m$  está sensiblemente cerca de  $T_c$ , el rendimiento de los hornos  $\mu$  es, por la naturaleza intrínseca de los procesos tecnológicos, decisivamente bajo, y por ello se han dedicado grandes esfuerzos a mejorarlos.

Estando preestablecida la temperatura del material a calentar  $T_m$ , sólo cabe actuar sobre la temperatura  $T_c$  de combustión, que puede elevarse mediante el uso de aire de combustión precalentado, en lugar de aire frío; dicho precalentamiento debe lograrse con los gases calientes que salen del horno como mínimo a  $T_m$ °K, si ha de tener sentido económico.

Como el caudal de aire a precalentarse está limitado por el mantenimiento de un exceso mínimo sobre el teórico y el costo de la superficie de intercambio, por su temperatura económica, las temperaturas de los ga-

$$r = \frac{Q}{E}$$

de las calorías utilizables por cada kWh requerido simultáneamente.

Dicha relación arranca en unos 4 500 kcal/kWh para caudales importantes, y debe ser mayor para instalaciones de menor cuantía.

Cuando la relación es inferior a la citada, o la capacidad necesaria reducida, siendo preciso aumentar artificialmente el consumo de vapor para lograr los kWh necesarios, las ventajas de la turbina de contrapresión pura desaparecen con rapidez; la situación opuesta se da cuando la relación es superior a la que puede tolerar la turbina en un momento determinado. Entonces se produce una pérdida de kWh, al obligar al vapor a pasar por una válvula reductora —que destruye capacidad de trabajo— pero no por la máquina que transforma parte de su energía cinética en kWh.

Por ello, la turbina a gas presenta la ventaja de que el fluido portante de energía (aire o gas), después de ceder su capacidad de trabajo, tiene una entalpía que no incluye el importante calor latente del vapor de agua, de modo que se presta mejor a relaciones  $r$  más bajas de calorías/kWh.

La turbina a vapor para igual consumo de combustible y similar necesidad de calor, sólo permitiría obtener la mitad de los kWh que la turbina a gas; dicho de otro modo, para los mismos kWh de contrapresión, habría que consumir todavía mucho más.

Si la central pública no es tan perfecta (4 200 kcal/kWh) como se ha considerado en el cálculo inicial, o bien, si el rendimiento de la turbina a gas fuera superior al 18 por ciento tomado con criterio pesimista, por ejemplo, en un 20 por ciento (4 300 kcal/kWh) las relaciones se vuelcan rápidamente a su favor, ya que el ahorro de combustible es entonces de 29.2 por ciento, en tanto que el ahorro de costo global es de 19.5 por ciento para 4 000 horas de utilización, 21.45 por ciento para 5 600 horas y 22.6 por ciento para 7 000 horas.

También resulta ilustrativo considerar qué potencia es posible agregar a la central pública, con el ahorro realizado por la central industrial combinada, en este caso, y, como puede verse, se tiene 8.77, 12.3 y 15.3 por ciento según se considere 4 000, 5 600 o 7 000 horas de utilización anuales.

### 3. Eslabonamiento energético en aplicaciones de nivel medio de 300-400° C

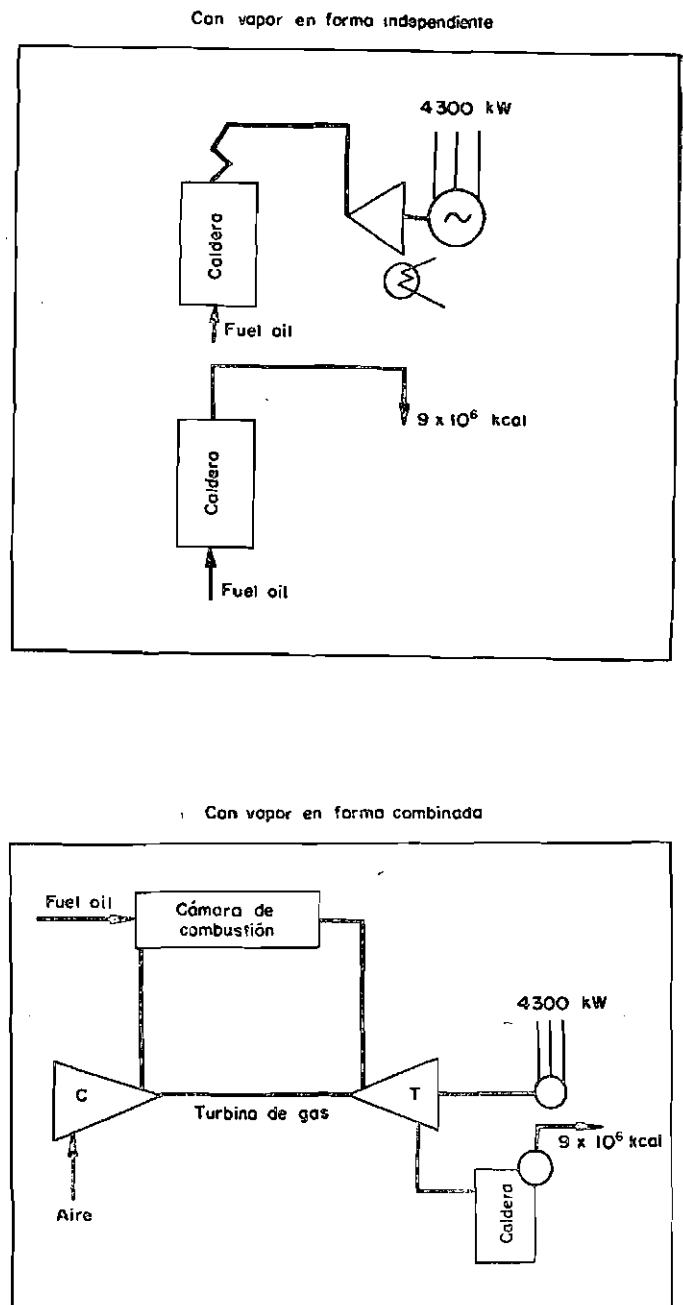
En estos niveles térmicos de trabajos industriales, el vapor de agua carece de las enormes ventajas que lo han impuesto como agente portante de energía térmica, porque involucraría presiones elevadísimas que harían excesivamente costosos los equipos industriales que deben transmitir su calor latente.

Todo lo cual excluye la turbina de vapor de contrapresión pura para aplicaciones industriales, como secaderos tipo "Spray", hornos industriales de procesos

de cocción, procesos de metalurgia liviana, secado de pinturas, etc.

En cambio, se ensancha el campo de aplicación de la turbina a gas cuando los gases salen con temperaturas de 380 a 420° C y aun mayores, con un caudal pleno y conteniendo el calor residual de los productos de combustión, contrariamente a lo que ocurre con el motor diesel, en que un 30 por ciento del calor se halla sólo disponible a la temperatura del agua de enfriamiento del orden de 80° C o, en el mejor de los casos, con enfriamiento evaporativo a 100-105° C.

Gráfico III  
SOLUCIÓN DE GENERACIÓN DE POTENCIA Y VAPOR, EN FORMA INDEPENDIENTE Y COMBINADA



24.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$18 + 16$	Dólares/h	53.85	56.5	69.6
25.	Exceso consumo de combustible horario . . . . .		$9i - 9c$	kg/h		120	850—
26.	Costo exceso de consumo de combustible . . . . .		$25 + 18$ Dls./ton	Dólares/h		2.16	15.3
27.	Exceso costo anual de inversiones . . . . .		$13i - 13c$	Dólares/año $\times 10^3$		3.20	3.20
28.	Exceso anual de combustible para 4 000 horas . . . . .		$25 \times 4\ 000$ h	ton/año		480	3 400—
29.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	$25 \times 5\ 600$ h	ton/año		672	4 760
30.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$25 \times 7\ 000$ h	ton/año		840	5 950
31.	% de ahorro de combustible . . . . .		$\frac{9i - 9c}{9i}$	%	5.5		— 29.2
32.	% ahorro costo total horario para 4 000 horas . . . . .		$\frac{22i - 22c}{22i}$	%	4.32		— 19.5
33.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	$\frac{23i - 23c}{23i}$	%	4.53		— 20.9
34.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$\frac{24i - 24c}{24i}$	%	4.68		— 22.6
35.	% de diferencia de inversiones . . . . .		$\frac{13i - 13c}{13i}$	%	2.64		— 2.64
36.	<i>Total de inversiones</i> Costo anual de combustible para 4 000 horas . . . . .		12/19	Años	5.23	5.06	3.8
37.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	12/20	Años	3.72	3.63	2.72
38.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	12/21	Años	2.98	2.9	2.17
39.	Valor del ahorro anual de combustible para 4 000 horas . . . . .		$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 28$	Dólares/año $\times 10^3$	8.64		61.2
40.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 29$	Dólares/año $\times 10^3$	12.1		85.7
41.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 30$	Dólares/año $\times 10^3$	15.12		107
42.	Capital equivalente a una anualidad 15.24 % para 4 000 horas . .		$\frac{39}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	56.7		400
43.	Idem	para 5 600 horas . .	$\frac{40}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	79.4		562
44.	Idem	para 7 000 horas . .	$\frac{41}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	99.2		702

(Continúa)

Cuadro 2

CUADRO COMPARATIVO ENTRE GENERACIÓN DE POTENCIA Y VAPOR EN FORMA INDEPENDIENTE  
CON GENERACIÓN DE POTENCIA Y VAPOR CON TURBINA A GAS

	Relación	Unidad	Combi- nada	Indepen- diente	Combi- nada	Indepen- diente
1. Potencia generada . . . . .		kW	4.300	4 300		4 300
2. Consumo específico para generar potencia . . . . .		kcal/kWh		2 500		4 200
3. Aporte de calorías para generar potencia . . . . .		kcal/h $\times 10^6$		10.75		18.05
4. Consumo específico en la turbina a gas . . . . .		kcal/kWh	4 780			
5. Aporte de calorías para generar vapor . . . . .		kcal/kWh $\times 10^6$		11—		11—
6. Aporte total de calorías . . . . .		kcal/h $\times 10^6$	20.55	21.75		29.05
7. Consumo combustible para generar potencia . . . . .	$\frac{3i}{10\ 000}$	kg/kcal		1 075		1 805
8. Consumo combustible para generar vapor . . . . .	$\frac{5i}{10\ 000}$	kg/kcal		1 100		1 100
9. Consumo total de combustible . . . . .		kg/h	2 055	2 175		2 905
10. Inversión parte alícuota central pública . . . . .	150 dólares/kW	Dólares $\times 10^3$		645		645
11. Inversión parte alícuota sala de caldera . . . . .		Dólares $\times 10^3$		150		150
12. Total de inversiones . . . . .		Dólares $\times 10^3$	774	795		795
13. Costo anual de inversiones, anualidad 15.24 % . . . . .	$0.1524 \times 12$	Dólares/año $\times 10^3$	117.95	121.15		121.15
14. Costo horario gastos fijos inversiones para 4 000 horas . . . . .	$\frac{13}{4\ 000}$	Dólares/h	29.48	30.28		30.28
15. Idem para 5 600 horas . . . . .	$\frac{13}{5\ 600}$	Dólares/h	21.05	21.6		21.06
16. Idem para 7 000 horas . . . . .	$\frac{13}{7\ 000}$	Dólares/h	16.85	17.3		17.3
17. Precio <i>fuel oil</i> . . . . .		Dólares/ton	18	18		18
18. Costo horario combustible . . . . .	$17 \times 9$	Dólares/h	37	39.2		52.3
19. Costo anual de combustible para 4 000 horas . . . . .	$4\ 000 \times 18$	Dólares/año $\times 10^3$	148	157		208.9
20. Idem para 5 600 horas . . . . .	$5\ 600 \times 18$	Dólares/año $\times 10^3$	207	219		292.5
21. Idem para 7 000 horas . . . . .	$7\ 000 \times 18$	Dólares/año $\times 10^3$	259	274		365.8
22. Costo combustible + gastos fijos horario para 4 000 horas . . . . .	$18 + 14$	Dólares/h	66.48	69.48		82.58
23. Idem para 5 600 horas . . . . .	$18 + 15$	Dólares/h	58.05	60.8		73.36



24.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	18 + 16	Dólares/h	53.85	56.5	69.6
25.	Exceso consumo de combustible horario . . . . .		$9i - 9c$	kg/h		120	850—
26.	Costo exceso de consumo de combustible . . . . .		25 + 18 Dls./ton	Dólares/h		2.16	15.3
27.	Exceso costo anual de inversiones . . . . .		$13i - 13c$	Dólares/año $\times 10^3$		3.20	3.20
28.	Exceso anual de combustible para 4 000 horas. . . . .		$25 \times 4\,000$ h	ton/año		480	3 400—
29.	Idem	para 5 600 horas. . . . .	$25 \times 5\,600$ h	ton/año		672	4 760
30.	Idem	para 7 000 horas. . . . .	$25 \times 7\,000$ h	ton/año		840	5 950
31.	% de ahorro de combustible . . . . .		$\frac{9i - 9c}{9i}$	%	5.5		— 29.2
32.	% ahorro costo total horario para 4 000 horas. . . . .		$\frac{22i - 22c}{22i}$	%	4.32		— 19.5
33.	Idem	para 5 600 horas. . . . .	$\frac{23i - 23c}{23i}$	%	4.53		— 20.9
34.	Idem	para 7 000 horas. . . . .	$\frac{24i - 24c}{24i}$	%	4.68		— 22.6
35.	% de diferencia de inversiones . . . . .		$\frac{13i - 13c}{13i}$	%	2.64		— 2.64
36.	Total de inversiones Costo anual de combustible para 4 000 horas . . . . .		12/19	Años	5.23	5.06	3.8
37.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	12/20	Años	3.72	3.63	2.72
38.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	12/21	Años	2.98	2.9	2.17
39.	Valor del ahorro anual de combustible para 4 000 horas . . . . .		$18 \frac{\text{Dólares}}{tn} \times 28$	Dólares/año $\times 10^3$	8.64		61.2
40.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{tn} \times 29$	Dólares/año $\times 10^3$	12.1		85.7
41.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{tn} \times 30$	Dólares/año $\times 10^3$	15.12		107
42.	Capital equivalente a una anualidad 15.24 % para 4 000 horas . . . . .		$\frac{39}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	56.7		400
43.	Idem	para 5 600 horas . . . . .	$\frac{40}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	79.4		562
44.	Idem	para 7 000 horas . . . . .	$\frac{41}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	99.2		702

(Continúa)

Cuadro 2 (Continuación)

CUADRO COMPARATIVO ENTRE GENERACIÓN DE POTENCIA Y VAPOR EN FORMA INDEPENDIENTE  
CON GENERACIÓN DE POTENCIA Y VAPOR CON TURBINA A GAS

	Relación	Unidad	Combi- nada	Indepen- diente	Combi- nada	Indepen- diente
45. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 4 000 horas. . . . .	42/150 $\frac{\text{Dólares}}{\text{kW}}$	kW		377		2 665
46. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 5 600 horas. . . . .	43/150 $\frac{\text{Dólares}}{\text{kW}}$	kW		529		3 740
47. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 7 000 horas. . . . .	44/150 $\frac{\text{Dólares}}{\text{kW}}$	kW		660		4 680
48. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 4 000 horas. . . . .	45/1	%	8.77		62	
49. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 5 600 horas. . . . .	46/1	%	12.3		87	
50. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 7 000 horas. . . . .	47/1	%	15.3		108.8	

CUADRO COMPARATIVO ENTRE GENERACIÓN DE POTENCIA Y GASES CALIENTES EN FORMA INDEPENDIENTE  
CON GENERACIÓN DE POTENCIA Y GASES CALIENTES CON TURBINAS DE GAS

	Relación	Unidad	Combi- nada	Indepen- diente	Combi- nada	Indepen- diente
1. Potencia generada . . . . .		kW	125	125		125
2. Consumo específico para generar potencia . . . . .		kcal/kWh		2 500		4 200
3. Aporte de calorías para generar potencia . . . . .		kcal/h $\times 10^6$		0.3125		0.525
4. Consumo específico en la turbina a gas . . . . .						
5. Aporte de calorías para producir aire caliente . . . . .		kcal/h $\times 10^6$		1.22		1.22
6. Aporte total de calorías . . . . .		kcal/h $\times 10^6$	1.3	1.5325		1.745
7. Consumo combinado en generar potencia . . . . .		kg/h		31.25		52.5
8. Consumo combinado en producir aire caliente . . . . .		kg/h		122—		122—
9. Consumo total de combustible . . . . .		kg/h	130	153.25		174.5
10. Inversión parte alícuota central pública . . . . .	150 dólares/kW	Dólares $\times 10^3$		18.75		18.75
11. Inversión parte alícuota horno aire caliente . . . . .		Dólares $\times 10^3$		10—		10—
12. Total de inversiones . . . . .	10 + 11	Dólares $\times 10^3$	28—	28.75		28.75
13. Costo anual de inversiones, anualidad 15.24 % . . . . .		Dólares/año $\times 10^3$	4.26	4.38		4.38
14. Costo horario gastos fijos inversiones para 4 000 horas . . . . .	13/4 000 h	Dólares/h	1.065	1.095		1.095
15. Idem para 5 600 horas . . . . .	13/5 600 h	Dólares/h	0.76	0.784		0.784
16. Idem para 7 000 horas . . . . .	13/7 000 h	Dólares/h	0.61	0.626		0.626
17. Precio tonelada fuel oil . . . . .		Dólares/ton	18—	18—		18
18. Costo horario combustible . . . . .	17 $\times$ 9/1 000	Dólares/h	2.34	2.76		3.14
19. Costo anual de combustible para 4 000 horas . . . . .	18 $\times$ 4 000 h	Dólares/año $\times 10^3$	9.36	11.05		12.57
20. Idem para 5 600 horas . . . . .	18 $\times$ 5 600 h	Dólares/año $\times 10^3$	13.1	15.45		17.6
21. Idem para 7 000 horas . . . . .	18 $\times$ 7 000 h	Dólares/año $\times 10^3$	16.38	19.30		22—
22. Costo combustible + gastos fijos horario para 4 000 horas . . . . .	14 + 18	Dólares/h	3.405	3.855		4.235
23. Idem para 5 600 horas . . . . .	15 + 18	Dólares/h	3.1	3.544		3.924
24. Idem para 7 000 horas . . . . .	16 + 18	Dólares/h	2.95	3.386		3.766
25. Exceso consumo combustible . . . . .	9i — 9c	kg/h		23.25		44.5
26. Costo exceso de consumo combustible . . . . .	25 $\times$ 18 Dls.	Dólares/h		0.4185		0.801
27. Exceso costo anual de inversiones . . . . .	13i — 13c	Dólares/año $\times 10^3$		0.12		0.12
28. Exceso anual de combustible para 4 000 horas . . . . .	25 $\times$ 4 000 h	ton/año		93—		178—
29. Idem para 5 600 horas . . . . .	25 $\times$ 5 600 h	ton/año		130—		249—
30. Idem para 7 000 horas . . . . .	25 $\times$ 7 000 h	ton/año		162.8		311.5

Cuadro 3 (Continuación)

CUADRO COMPARATIVO ENTRE GENERACIÓN DE POTENCIA Y GASES CALIENTES EN FORMA INDEPENDIENTE  
CON GENERACIÓN DE POTENCIA Y GASES CALIENTES CON TURBINAS DE GAS

	Relación	Unidad	Combi- nada	Indepen- diente	Combi- nada	Indepen- diente
31. % de ahorro de combustible . . . . .	18i — 18c/18i	%	15.2			— 25.4
32. % ahorro costo total horario para 4 000 horas. . . . .	22i — 22c/22i	%	11.67			— 19.6
33. Idem para 5 600 horas. . . . .	23i — 23c/23i	%	12.5			— 21
34. Idem para 7 000 horas. . . . .	24i — 24c/24i	%	12.88			— 21.65
35. % de diferencia de inversiones . . . . .	12i — 12c/12i	%	2.61			— 2.61
36. Total de inversiones						
Costo anual de combustible para 4 000 horas . . . . .	12/19	Años	2.99	2.6		2.28
37. Idem para 5 600 horas . . . . .	12/20	Años	2.14	1.86		1.63
38. Idem para 7 000 horas . . . . .	12/21	Años	1.71	1.49		1.31
39. Valor del ahorro anual de combustible para 4 000 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 28$	Dólares/año $\times 10^3$	1.67		3.2	
40. Idem para 5 600 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 29$	Dólares/año $\times 10^3$	2.34		4.48	
41. Idem para 7 000 horas . . . . .	$18 \frac{\text{Dólares}}{\text{tn}} \times 30$	Dólares/año $\times 10^3$	2.95		5.61	
42. Capital equivalente a una anualidad 15.24 % para 4 000 horas . . . . .	$\frac{39}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	10.98		21	
43. Idem para 5 600 horas . . . . .	$\frac{40}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	15.35		29.4	
44. Idem para 7 000 horas . . . . .	$\frac{41}{0.1524}$	Dólares $\times 10^3$	19.35		36.8	
45. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 4 000 horas. . . . .	42/150 Dls./kW	kW		73.2		140
46. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 5 600 horas. . . . .	43/150 Dls./kW	kW		102.3		196
47. kW de potencia agregable con el ahorro en central pública para 7 000 horas. . . . .	44/150 Dls./kW	kW		129		245
48. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 4 000 horas. . . . .	45/1	%	58.5		112	
49. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 5 600 horas. . . . .	46/1	%	32		131	
50. % de los kW agregables con el ahorro sobre la capacidad para 7 000 horas. . . . .	47/1	%	103		163	

ses que abandonan los regeneradores o recuperadores son aún del orden de 500° a 600° C, después de calentar el aire de 20° a unos 400° C. Se tiene a disposición un salto de unos 500° C para generar vapor a 14 atm. Además las diferencias de calores específicos del aire con respecto a los gases empeoran las posibilidades de recuperación.

Sin embargo, considerando el problema desde el ángulo exergético, vale la pena analizar las ventajas que pueden obtenerse mediante la introducción de ciclos de turbinas de aire del tipo semiabierto.

En este caso, el aire frío a 25° C tomado de la atmósfera por un compresor (radial o axial según las capacidades de que se trate), es comprimido a 4 atmósferas con lo cual su temperatura se eleva a unos 200° C, desde los cuales es calentado, con los gases a 850-900° C que salen de los hornos, hasta unos 700-750° C, en un dispositivo de intercambio equivalente al recuperador, para luego expandirse en la turbina de aire caliente que acciona al compresor y al alternador. El aire de descarga, a unos 400° C, es usado como aire de combustión precalentado.

Un ejemplo puede ilustrar bien la significación de la idea que se anuncia. Un horno de calentamiento de palanquilla, con una producción de 24.4 ton/h consume, a base de 50 kg de *fuel oil* por tonelada, unos 1 220 kg/h de *fuel oil*, que, usando aire precalentado, se reducirían a 1 000 kg/h. Esta cantidad de *fuel oil* requiere para su combustión: 17.2 kg de aire/kg con un CO<sub>2</sub> = 13 por ciento, o sea unos 17 200 kg/h de aire equivalentes a 4.8 kg/seg.

Dicho caudal de aire de combustión comprimido, calentado y expandido de nuevo a unos 100 mm de columna de agua, permite generar unos 80 kW/kg seg<sup>-1</sup> neto (tomando un rendimiento global compresor-turbina de 0.68), o sea, una potencia neta de 384 kW, a los cuales debe agregarse el consumo de 10 kW, del ventilador de tiro forzado (el que de este modo queda eliminado); resulta así una producción de 394 kWh/h.

Seguindo el procedimiento ya usado, una central muy moderna requeriría 2 500 kcal/kWh × 394 kW = 985 000 kcal/h, es decir 98 kg/h de *fuel oil*, que equivalen a 852 ton y que, a 18 dólares/ton, representan 15 450 dólares al año.

Manteniendo el valor unitario de 150 dólares/kWh, la parte alícuota de inversión en la central pública sería de 59 100 dólares y, para la misma anualidad ya tomada del 15.24 por ciento, 9 010 dólares por año, lo que totaliza un costo anual de 24 570 dólares en las condiciones favorecedoras supuestas.

En las condiciones económicas reales prevalecientes en la provincia de Buenos Aires, con un costo de kWh a 2.40 pesos argentinos, los 3.4 millones de kWh generables tendrían un valor de 8.15 millones de pesos argentinos, o sea, aproximadamente, 100 000 dólares, el costo de la inversión quedaría, pues, amortizada prácticamente en algo más de un año.

Existen muchas otras formas más particulares de eslabonamiento energético, que involucran todas sin

embargo, una aplicación análoga del criterio exergético, de usar para los dos servicios simultáneos de generación de electricidad y de calentamiento, las energías de las calidades térmicas más adecuadas, y que redundan siempre en una racional economía de energías primarias.

#### a) Ciclos de vapor normales eslabonados con máquinas de pistones libres

Las posibilidades que ofrece este nuevo sistema son sumamente atractivas. Las ventajas que ofrece son:

a) Aumento de capacidad. La combinación de un grupo turbogenerador de 115 MW, con uno a pistones libres con turbinas a gas de 43 MW, permite lograr una potencia total de 172 MW, es decir, 14 MW, más que los ciclos independientes.

b) Mejor adaptación a una demanda variable, con consumos específicos a cargas parciales inferiores a los de la central clásica.

c) Versatilidad en la generación pura de electricidad o generación combinada.

El cuadro 4 permite examinar los rendimientos independientes y combinados resultantes.

Como este sistema no impone limitaciones, en cuanto al uso del vapor de contrapresión en la turbina de vapor, tanto estas soluciones como las antes descritas, no implican ninguna restricción en la posibilidad de extender estos sistemas a los de generación combinada de electricidad y calor industrial o doméstico.

Cuadro 4

#### RENDIMIENTOS DE CENTRALES COMBINADAS DE TURBINAS A GAS Y VAPOR CON GENERADORES DE PISTONES LIBRES

Generador de vapor	Delante	Delante	Detrás
	de la turbina de gas		
Temperatura de gases al entrar a la turbina de gas (°C) . . .	550	550	550
Vapor presión (atmósferas) . . .	40	127	127
Sobrecalentamiento (°C) . . .	500	540	540
Recalentamiento (°C) . . . . .	—	540	540
Rendimiento neto			
Ciclo vapor (%) . . . . .	28	38.7	38.7
Consumo específico correspondiente (kcal/kWh) . . . . .	3 070	2 222	2 222
Rendimiento neto			
Instalación combinada (%) . .	34.3	43.0	42.6
Consumo específico correspondiente (kcal/kWh). . . . .	2 500	2 000	2 020
Ahorro de combustible (%) . .	18.6	10	9.9

## b) *Eslabonamiento con turbinas de expansión a gas combustible en centrales térmicas*

La disponibilidad de gas natural a altas presiones (del orden de 200 atmósferas), cuya energía potencial es cuidadosamente preservada a lo largo de los procesos de depuración y fraccionamiento, y la necesidad de reducción de presión, para su suministro a los equipos de combustión, ha señalado caminos que pueden re-

sultar interesantes para la conversión de energía, y ya no para su destrucción.

Si se tiene presente que tal utilización puede hacerse con inversiones iniciales del orden de 50 dólares/kW, se ve que ello ofrece la posibilidad de generar en una central de 125 MW, que quema gas natural con costo exiguo, entre 60 y 90 por ciento de la energía interna consumida, con una sensible mejora del rendimiento neto.

## C. RACIONALIDAD ENERGÉTICA IDEAL Y PRÁCTICA

Los casos considerados anteriormente, demuestran claramente la necesidad de la racionalidad y las ventajas que puede reportar, si lo que se persigue es alcanzar el bien social global, y no sólo el de algunas esferas aisladas de la comunidad.

Ello no implica sacrificar ningún aspecto económico, sino tan sólo contener un desborde de actividades desordenadas, que serían totalmente inadmisibles en cualquier otro orden de la vida de la comunidad, que de manera parecida la amenazara.

Así, por ejemplo, la falta total de redes de interconexión nacionales o internacionales, o su deficiente desarrollo, que hoy impide la entrega de importantes cantidades de energía, generables en la industria con residuos industriales, en zonas de menor demanda, se irá haciendo posible, si un desenvolvimiento orgánico de las poblaciones y de las industrias va creando los centros de demanda adecuados, con sus respectivas redes de transmisión indispensables.

### 1. *Disponibilidad de combustibles autóctonos*

América Latina presenta, en conjunto, un cuadro de disponibilidad de reservas bastante halagüeño, en combustibles fósiles, gaseosos, líquidos y sólidos, que aleja el tan temido fantasma del agotamiento de recursos; lo mismo ocurre con sus posibilidades de explotaciones hidráulicas tan exigüamente desarrolladas.

Un caso típico de falta de racionalidad energética práctica es, por ejemplo, la construcción de un largo gasoducto de 1 080 km, a un costo del orden de 135 millones de dólares durante dos años, sin que *simultáneamente* se haya hecho un esfuerzo paralelo para ordenar, desarrollar y equipar adecuadamente los consumidores de tan noble producto, para el momento de su disponibilidad.

La angustia creada por una falta de planeamiento racional origina la adopción de soluciones improvisadas y da margen a graves distorsiones comerciales y económicas y a una pretensión de enriquecimiento rápido e injustificado de quienes, sin ninguna experiencia previa, se sienten llamados a importar, fabricar e instalar los diversos elementos que componen una instalación correcta. Esto crea una justificada desconfianza en la pequeña y en la gran industria, destinatarios finales de tan noble energía primaria.

### 2. *Precios de los combustibles*

Una fijación arbitraria de precios, constituye una poderosa arma de doble filo, ya que, en un sentido, puede ayudar a promover un desarrollo nacional, pero puede, en cambio, en otro sentido, inclinar la balanza hacia soluciones absolutamente irracionales.

Combustibles de precios bajos, desproporcionados en relación con los valores de la mano de obra y de los productos resultantes, determinan que no sea interesante para nadie cuidar de ellos, y estimulan el derroche.

De otro modo, con precios artificialmente bajos de los combustibles, la introducción de cualquier solución racional encuentra muy difícil justificación económica previa, y alarga, de suerte que no hace interesante ninguna mejora, el período de pago o retorno de las inversiones en las mejoras que exige la racionalidad, como se deduce de la fórmula:

$$t = \frac{\Delta I_0 \cdot a}{\Delta Q_0 \cdot p}$$

$\Delta I_0$  = incremento de inversión.

$a$  = anualidad.

$\Delta Q_0$  = reducción de consumo de calorías.

$p$  = precio de la caloría.

Combustibles excesivamente caros, en cambio, encarecen innecesariamente la producción, afectan la demanda y hacen más pesado el desenvolvimiento económico, a pesar de que su participación porcentual en el costo de la producción, sea, en promedio general, inferior al 6 por ciento, comprendidas las energías eléctricas y térmicas.

Parecería que, de ser posible, una discriminación mediante tarifas diferenciales del destino final en: *a)* transformación en energía eléctrica y calor combinadas, *b)* generación de energía eléctrica pura, *c)* generación de calor a alto nivel en hornos industriales y *d)* generación de calor a bajo nivel, podría justificarse plenamente, por su orientación tentativa si se pudieran al menos superar los riesgos que comporta su abuso.

Por ejemplo, una relación excesivamente baja entre destilados y residuos petrolíferos, ha motivado una grave distorsión en la orientación de la autogeneración de energía, en perjuicio del desarrollo de las centrales públicas, por un lado, y de adopción de soluciones racionales en las industrias, por el otro.

Los precios relativos de los combustibles sólidos, líquidos residuales y destilados, y del gas, tienen a su vez gran importancia en la racionalidad de las soluciones que se adoptan, y, si ha de haber alguna regulación para las soluciones resultantes de la ley de la oferta y la demanda, debería buscarse en el sentido de favorecer siempre la orientación más correcta, que beneficie a la comunidad por entero.

Mientras, por ejemplo, la relación de costos diesel-oil a *fuel oil*, fue en la Argentina 1.21 a 1 y es, actualmente, 2.4 a 1; en Estados Unidos, la misma oscila, según las zonas, entre 3 y 5 a 1; siendo, en cambio, en los precios internacionales de 1.6 a 1.

Vale la pena señalar que si se parte del criterio de cuántas toneladas de crudo se requieren para obtener una tonelada de cada derivado, como base de valoración, se ve que, en promedio, resulta: 2.24 ton para 1 ton de *fuel oil* (1); 9.50 para 1 de diesel-oil (4.25); 22.2 para 1 de gas-oil (10); 10.4 para 1 de kerosene (4.65) y 3.74 para 1 de motonaftas (1.57).

Estos valores son, naturalmente, función del método tecnológico empleado y la naturaleza de los crudos que se tratan. (Los índices entre paréntesis corresponden a las relaciones tomando como unidad el tonelaje de crudo para 1 ton de *fuel oil*).

Por otro lado, como el mero poder calorífico no es suficiente para una valoración técnica de los combustibles, el problema de la fijación de los precios, sobre bases técnico-económicas que faciliten la racionalización, es bastante complejo y debería ser motivo de estudios más profundos, de sana inspiración social, si se quiere al menos, evitar una distorsión desfavorable e injusta.

Ciertamente, no puede seguirse un criterio absoluto, pero, ante la disponibilidad de los tres tipos básicos de combustibles, no se debe tampoco dejar de reflexionar en que si un tipo de servicio puede prestarse con carbones sub-bituminosos de calidades regulares, sin detrimento operativo y con un rendimiento técnico económico que no resulta mejorado, por el hecho de quemar gas natural en las mismas unidades, ¿cuál es entonces, el sentido social de consumir esa energía más noble (subsistiendo, desde luego, demandas más interesantes para dicho gas)?

El consumo del más noble de los combustibles en centrales públicas, debería hacerse, por lo menos, aprovechando las ventajas que, en estas condiciones, ofrece la turbina de gas, o sea, instando al uso de las soluciones eslabonadas, que permiten devolver, siquiera sea parcialmente, las ventajas que permite el carácter más noble del combustible consumido.

Habiendo disponibilidad de gas natural, sin más posibilidades de consumo que las que se derivan de su utilización en centrales eléctricas, desde luego es preferible consumirlo en ésta, a que dicho gas se esfume en el aire.

Dadas las enormes economías de costo de combustible que permite efectuar, resulta posible amortizar importantes inversiones para su adopción.

Se comprende que la falta de programación y realización racional de los planes conduce a situaciones bastante caóticas, de las cuales es muy difícil luego salir en forma airosa, y que, en definitiva, ocasionan graves perjuicios a la comunidad, cualquiera que sea la política de precios que se pretenda usar, para evitar sus inconvenientes.

### 3. Aspectos funcionales

#### a) Producción insular o en paralelo

Cuando la planificación energética no sólo tiene como mira la satisfacción simplista de la demanda, prescindiendo del esfuerzo social que ello implica, sino que se propone realizarla también con el mínimo desgaste de energías primarias, la interconexión de centrales públicas y centrales industriales va desplazando y tomando el lugar de las centrales públicas insulares, sorprendidas en actitud meramente ventajista.

Sólo entonces, ocurre que el desarrollo hidroeléctrico es impulsado al máximo de sus posibilidades, en vez de quedar permanentemente postergado. Como este desarrollo está íntimamente ligado a extensas redes de transmisión y sistemas de distribución, las centrales industriales y las centrales públicas térmicas complementan armónicamente la demanda, mediante una integración racional del panorama energético.

Un ejemplo típico lo constituye la industria azucarera, en la cual se generan los kWh estrictamente indispensables para la misma, con presiones iniciales bajas y pasando alrededor del 45 por ciento del vapor consumido por válvulas reductoras, suplementando el déficit de bagazo con horas de interrupción de la molienda, o momentos de déficit con leña y *fuel-oil*.

Esta industria podría entregar a una red de interconexión, durante los meses de la zafra, unos 30 kWh por cada tonelada de caña molida por hora, después de satisfechas sus propias necesidades.

Siendo las necesidades medias de vapor de 500 kg/ton, que permiten generar unos 45 kWh, se tendría un excedente de 30 kWh sobre los 15 kWh, que exige la molienda de una tonelada de caña.

Para las 11.2 millones de toneladas molidas en la Argentina en 130 días de 24 horas (o sea 3 120 h), ello corresponde a un excedente de 333.6 millones de kWh o una potencia de 100 MW. Ello equivale a un ahorro de 834 000 ton de *fuel oil* de una central moderna de 2 500 kcal/kWh neto, y un valor de  $1.5 \times 10^6$  dólares en combustible, magnitud que puede equipararse a los intereses y amortización con la anualidad de 15.24 por ciento, de alrededor de 10 millones de dólares, suficientes para pagar una transmisión de 250 km a un costo, en el peor de los casos, de 40 000 dólares/km, sin contar las adaptaciones requeridas.

Las economías que pueden realizar las centrales públicas, al recibir el aporte de energía eléctrica excedente de la generación combinada en las industrias, pueden perder mucho de su importancia, si los aportes no son debidamente programados y garantizados.

No debe pensarse en que pueda ser beneficioso el aporte de energía fantasma en horas en que los factores de utilización son más bajos, y cambian si la merma de rendimiento en la central pública es superior a la significación de los kWh aportados por la industria, al menos *a priori*.

Se hace, pues, indispensable una profunda e íntima colaboración, que contemple los problemas de cada sector, de suerte que surja de ello una coordinación que permita, no sólo un consumo mínimo de energías primarias, sino un mínimo también de inversiones proporcionales a las ventajas que procura.

#### b) *La influencia del factor de utilización*

Uno de los aspectos que más inciden sobre el consumo específico neto, es el factor de utilización, definido como la energía entregada a la red por unidad de potencia instalada, medida en horas de utilización anuales y en relación con el número total de horas del año (8 760).

La repercusión sobre el consumo específico neto es muy a menudo, perdida de vista, ya que esto es lo que resulta después de descontar el consumo interno propio.

El consumo interno no disminuye en proporción al descenso de carga, sino mucho más; pues, en efecto, mientras las pérdidas por fricción en válvulas estranguladas, registros semicerrados, condensación en líneas que se mantienen calientes, conservan en valor absoluto la energía consumida, la producción total efectiva disminuye apreciablemente.

El análisis de las curvas ordenadas de las cargas eléctricas y de vapor industrial, junto al de los valores instantáneos de ambos, revela claramente cuáles son las zonas que conviene sean generadas por la central pública, y cuáles quedan asignadas a la central industrial.

Por ejemplo, si la curva de carga ofrece una zona de altos consumos de poco período de utilización, carece de sentido pretender cubrirlos con la comparativamente pequeña central industrial, y en tanto en cuanto dicha franja no constituye una variación importante dentro del conjunto del diagrama de cargas de la central pública.

Es indudable, que este análisis cuidadoso y programación de las cargas, es una labor que exige una buena dosis de paciencia y espíritu de colaboración, pero por las ventajas que reporta, compensa ampliamente —tanto económica como humanamente— el esfuerzo invertido.

Hasta ahora, este tipo de análisis ha merecido muy poca atención, pero no es posible seguir prescindiendo del mismo en el planeamiento racional de centrales industriales, si se desea evitar, por un lado, una duplicación de inversiones en capacidad mal aprovechada, una vez en la central pública y de nuevo en la central industrial, y, por la otra, bajos factores de utilización para ambos, que redundan en un mayor consumo de energías primarias.

#### 4. *Aspectos propios de los mecanismos*

Cada mecanismo de transformación de energía térmica en energía mecánica y eléctrica, tiene sus peculiaridades, no sólo en cuanto a las limitaciones que impone a la naturaleza de las energías primarias, sino en las calidades del calor disponible, después de la transformación realizada.

Como la mayor o menor adaptabilidad a la generación combinada de electricidad y calor de cada mecanismo particular, depende exclusivamente de su naturaleza, conviene sean analizadas sus posibilidades en el terreno de la racionalización, desde un ángulo distinto y más integral, para visualizar comparativamente sus respectivas posibilidades.

Como cada industria tiene, por su parte, relaciones que le son propias, saltan a la vista los primeros criterios de adaptabilidad de los diferentes mecanismos para condiciones específicas.

Mientras en el motor diésel, la máquina de pistones libres con turbina de expansión de gas y la turbina de gas, operando en ciclos abiertos, toman aire de la atmósfera y devuelven gases quemados (con lo cual evitan el agente intermedio de trabajo y portador de calor constituidos por el vapor de agua o el aire), en la máquina o turbina de vapor o turbina de aire caliente respectivamente, lo toman de trabajo en ciclo cerrado. En aquéllos, los propios gases de combustión constituyen el portador de calor, pero obligan en cambio a la utilización de combustibles líquidos destilados a gases de alto poder calorífico, o por lo menos bien limpios, si se desean evitar serios problemas de mantenimiento —al menos hasta ahora.

El motor diésel pone a disposición, puesto que mantiene las paredes de la cámara de combustión a temperatura adecuada, una parte del calor residual a bajo nivel de temperatura del orden de 80° C como máximo, salvo las unidades que toleran el enfriamiento vaporizante y que proporcionan vapor a 102-105° C, y sus gases de escape a unos 400° C, según los tipos y la carga, siendo, por lo tanto, aptos para la generación combinada en los casos en que el índice de kcal/kWh es bien bajo y, además de bajo, potencial (calefacciones y agua caliente o aire de secado a 100° en cantidades limitadas).

El generador de pistones libres, reemplaza al compresor y a la cámara de combustión de la turbina a gas clásica; y los gases y aire de barrido bajo presión, se expanden en ella. Tiene grandes posibilidades, aun con combustibles algo más pesados que el diésel-oil, de entregar menos calor residual a bajo nivel en el agua de enfriamiento, pero los gases de escape de su turbina, son algo más fríos que los del motor diésel, si bien ofrece menos complicaciones constructivas y de mantenimiento que éste, fuera de resolverse mejor con ese sistema los problemas de mayores potencias.

Sólo 14 por ciento del calor introducido va al agua de enfriamiento, contra 28-30 por ciento del diésel, y el escape a 240-260° C permite generar 0.5 a 0.8 kg vapor/kWh a 5 atmósferas.



En ninguno de los dos, la valorización del calor residual y sus eventuales oscilaciones incide para nada en la potencia generada.

En la turbina de gas de ciclo abierto, si la compresión del aire se hace en dos etapas con un enfriador intermedio, éste constituye una fuente de calor de bajo nivel para servicios de agua tibia o de calefacción por losa o piso radiante, que requiere un vehículo, sólo a 50° C. Sin tal dispositivo, todo el calor se tiene en el escape de la turbina a unos 400-450° C, aptos para generar vapor de hasta 5 a 6 kg/cm<sup>2</sup> en una caldera de recuperación a agua caliente o sobrecalentada, según los requerimientos, a niveles superiores a las dos variantes anteriores.

En combinación con el ciclo de vapor, la turbina de gas en ciclo abierto ofrece las posibilidades, ya sea de que su cámara de combustión bajo presión sea la de una caldera especial de alta presión, o que sus gases diluidos, muy ricos aún en comburente, actúen como aire precalentado en el hogar de una caldera convencional, mejorando sensiblemente la eficiencia del puro ciclo de vapor, como ya se ha visto.

Los ciclos abiertos y la turbina de aire caliente, tienen en común el inconveniente de que la cesión del calor residual se verifica con temperatura constantemente decreciente, lo que significa una mayor complejidad en el dimensionamiento y construcción de los intercambiadores de recuperación.

Además, debido a la importante precompresión, a la mayor cantidad de exceso de aire y a la menor temperatura de entrada a la turbina, se pueden usar combustibles líquidos más pesados que el diesel-oil.

En el ciclo de vapor de agua, las propiedades de éste permiten, por un lado, acercarse más al ciclo ideal de Carnot, pero, por el otro, el vapor de escape de la máquina o de la turbina de vapor condensa a temperatura constante, según su presión, entregando su importante proporción de calor latente, propiedad que, como es sabido, subrayó su elevada significación en la civilización industrial.

El vapor de agua se adapta para ser transportado a distancia sin inconveniente, y aun prefiriendo el agua caliente o sobrecalentada para el transporte, la conversión del calor contenido en él, puede hacerse con gran simplicidad.

Los coeficientes de transmisión de calor del vapor de agua a la pared de los intercambiadores son muy superiores a los de los gases de escape, y en consecuencia, permiten el uso de equipos más compactos y también más baratos que las calderas de recuperación.

Todas las ventajas se van anulando rápidamente, no bien se carece de consumo para el vapor de escape y se hace forzoso descargarlo al aire, o por lo menos mandarlo al condensador, para mantener la producción de kWh exigidos por la planta.

De ahí que la ordenación y regularización de los consumos con acumuladores u otros métodos hayan ido apareciendo como un modo de obviar estos inconvenientes, aunque no siempre con el éxito esperado.

Para las industrias del grupo III, o sea, con más de 10 000 cal/kWh (1 kg de fuel consumido para calentamientos industriales por cada kWh gastado) el ciclo de vapor de agua, en máquina con escape purificado del aceite lubricante, o en turbinas de vapor, constituye la solución todavía no superada, ya que ni la marcha de la industria ni su continuidad dependen del tipo de combustible, que puede ser sólido de cualquier origen, líquido de tipo residual, o gas sin depuración previa.

Para las industrias del grupo II, la turbina de vapor de condensación con toma intermedia es una solución ventajosa, tanto más cuanto menos se acerque el índice al límite inferior de 3 000 cal/kWh, sugerido para este grupo.

La turbina con toma intermedia, comparte las ventajas con la máquina a vapor o con la turbina a contrapresión cuanto más posibilidades existen de usar los grandes caudales de agua tibia disponibles en el condensador, cosa que desgraciadamente muy pocas industrias pueden emplear, dado que se trata de unos 200 a 250 litros por kWh generados (en condensación pura) y su obtención no siempre es fácil ni económica.

La potencia que se puede extraer de una turbina o una máquina a vapor no es independiente de la presión a que se usa el calor residual, o contrapresión del vapor de escape, sino que depende en gran parte de ella, de modo que su elección juiciosa es una de las claves del éxito para no verse obligado a destruir energía en válvulas reductoras, cuando hay que satisfacer importantes consumos a presiones superiores a las de la contrapresión elegida, con la consiguiente disminución de los kWh obtenibles.

Mientras en un ciclo abierto, los problemas de diseño quedan resueltos con la fabricación del equipo, y el uso del calor residual no complica su construcción, tanto en la turbina de contrapresión como en la de toma y condensación, no caben hasta ahora soluciones normales y cada caso exige particular y laborioso estudio, si se pretende alcanzar los resultados positivos de una buena adaptación.

En los casos de índices menores a 3 000 kcal/kWh y mayores de 1 000 kcal/kWh y, particularmente, cuando se requieren cantidades de agua tibia y caliente no despreciables —como en industrias textiles que parten de la fibra y concluyen en el tejido elaborado—, la turbina de aire caliente en ciclo cerrado ofrece importantes posibilidades dignas de estudio, especialmente, si se quieren sortear las limitaciones impuestas por la naturaleza particular del combustible, a que se ven estreñidos los ciclos abiertos, en mayor o menor grado.

El preenfriamiento obligado del aire en la primera etapa de compresión y el enfriamiento intermedio previo a la segunda etapa, proveen de cantidades de agua tibia, de unos 70 litros por kWh, o sea sólo 1/3 de la que debe perderse o enfriarse en la turbina de condensación.

Del enfriamiento del aire comprimido entre etapas y del recirculado depende su producción de kWh, como en la turbina de vapor depende de la contrapresión.

a) Criterio comparativo basado en el primer principio

Sobre la base de los balances calóricos normales y de los diagramas de Sankey correspondientes, se puede determinar la relación entre los porcentajes del calor aportado convertidos en energía eléctrica y los porcentajes de calor disponibles para su recuperación, con cada mecanismo de transformación.

i) *Motores diesel.* Funcionando con diesel-oil, con gas natural o en forma mixta (*dual fuel*), la temperatura de los gases de escape es del orden de 450-550° C, y parte de la energía contenida aún en dichos gases, puede usarse para comprimir el aire de combustión e introducirlo en las cámaras de combustión, que de este modo pueden reducirse en tamaño, con reducción de peso por unidad de potencia.

En trabajo efectivo, se transforman 38 a 40 por ciento de las calorías del combustible; el resto, del orden del 60 por ciento, se pierde en instalaciones de exclusiva producción de energía ennoblecida, aunque susceptible de recuperarse parcialmente donde hay la posibilidad de efectuar calentamientos.

Una caldera de recuperación puede aprovechar la caída de los gases de 400-500° hasta 200-220° C dando vapor (unos 0.46 kg a 5 atmósferas por cada kWh), en tanto que el calor del agua de enfriamiento de las camisas puede precalentar el agua de alimentación de dicha caldera, aunque sólo parcialmente, si no se tiene otra posibilidad para calderas adicionales, o generar vapor de baja presión (0.1 atmósferas) con el enfriamiento evaporizante.

En el mejor de los casos, es posible llegar a recuperar un 22 por ciento adicional, con lo cual, junto con el 38 por ciento anterior, eleva el rendimiento calórico global al 60 por ciento.

Este calor tiene, además de las aplicaciones corrientes, la posibilidad de usarse para producir agua destilada a partir de aguas muy malas (aproximadamente 1.2 kg/kWh), frío para servicios de cámaras frigoríficas, aire acondicionado mediante equipos de absorción (190 frigorías/kWh en refrigeración a 0° C y ambiente a 30° C) o enfriamiento del aire comprimido de combustión con mejora de rendimiento.

La conversión del calor de escape en frío, por vía de la absorción, significa indirectamente un aumento de 6 por ciento de potencia, que es lo que hubiera requerido tal producción.<sup>2</sup>

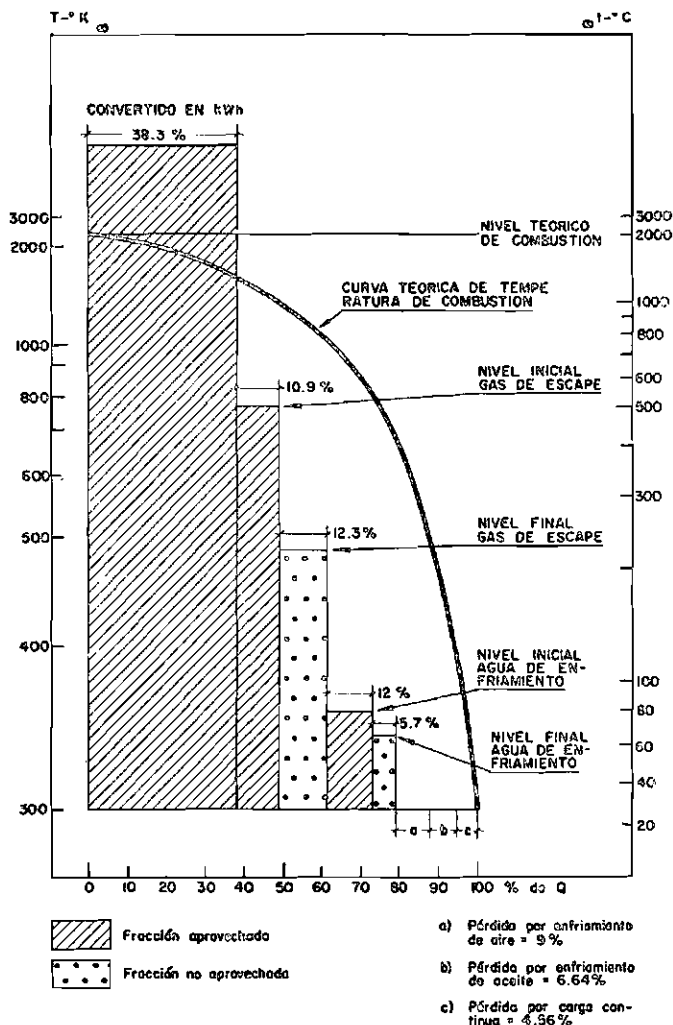
ii) *Turbina de gas.* Para igual cantidad de combustible quemado, el volumen de gases de escape es mucho mayor en este mecanismo que en el diesel, aunque su temperatura es del mismo orden de los 400-450° C.

Del calor del combustible consumido, entre el 16 y el 24 por ciento son transformados en trabajo y energía eléctrica, y queda en los gases de escape entre 84 y 76 por ciento (salvo una pequeña fracción de calor en el agua de enfriamiento del aire entre etapas y del

<sup>2</sup> Este ejemplo está tomado de Castellani, *Uses of Waste heat from Diesel and dual fuel engines* Whitehouse Stotter, documento II A<sub>2</sub>14 presentado en la Conferencia Mundial de la Energía (Sesión parcial de Madrid), 1960, donde se ilustra con un gráfico.

Gráfico V

DIAGRAMA EXERGETICO PARA MOTOR DIESEL



aceite lubricante). Este calor puede recuperarse por descenso de la temperatura hasta unos 200° (para evitar problemas de eventual corrosión). (Véase el gráfico V.)

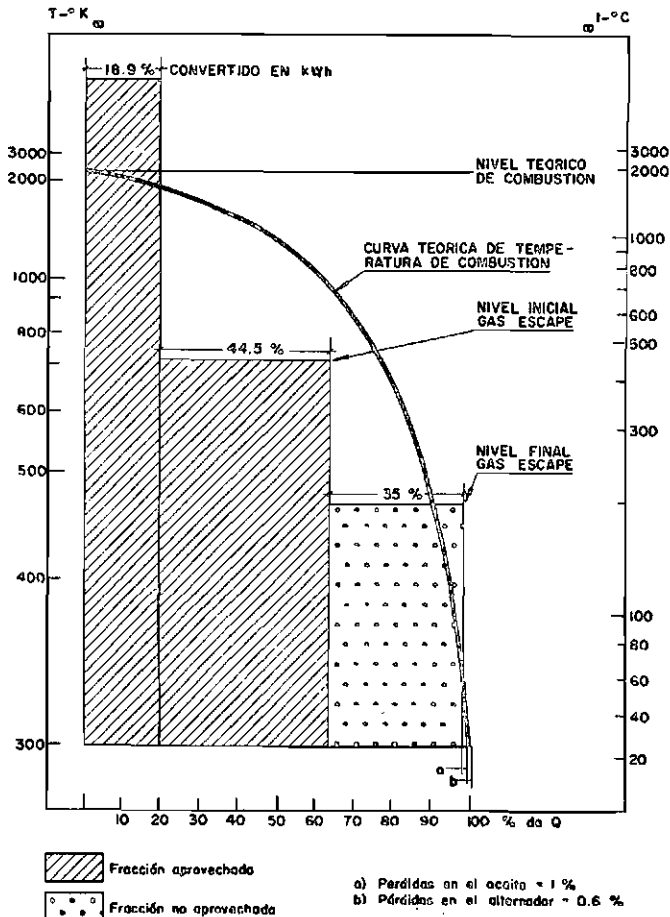
Para una unidad de 5 000 kW a ciclo abierto simple, se tiene un rendimiento neto de 18.9 por ciento y se pueden aprovechar 44.5 por ciento para generar vapor de 5 atmósferas (3.6 kg/kWh).

iii) *Turbina de gas y caldera con turbina de vapor.* Siendo los gases de escape de la turbina de gas, bastante oxigenados ( $O_2 = 16\%$ ), los mismos pueden aun usarse como comburente en la cámara de combustión de una caldera, que suministra vapor a un turbogenerador.

En este caso también, el máximo rendimiento se obtiene cuando la parte de contrapresión es máxima y la de condensación, mínima.

El equilibrio que debe buscarse, se basa en lograr que los gases no escapen de la caldera a temperaturas mayores de 200° C, ya que no se posee aquí el recurso del precalentador de aire habitual y sólo se puede aplicar el economizador. (Véase el gráfico VI.)

**Gráfico VI**  
**DIAGRAMA EXERGETICO PARA TURBINAS DE GAS Y VAPOR**



iv) *Turbina de vapor de contrapresión o toma intermedia.* Es tanto más interesante cuanto mayor es la demanda de vapor a baja presión, o de agua caliente a 80-90°.

Las necesidades para calefacción no ofrecen mayores ventajas en Latinoamérica, contrariamente a lo que ocurre en Europa, ya que el factor de utilización de este servicio es muy bajo, salvo casos muy especiales.

En cambio, las industrias alimenticias, jaboneras, papeleras, textiles, etc., tienen importantes ventajas con respecto a la central pública a condensación, como ya se analizó anteriormente.

Sus ventajas económicas pueden verse en el caso 9 del cuadro 5. La fracción convertida en energía eléctrica es del 18.5 por ciento del calor del combustible, es decir, menos de la mitad de lo que entrega el motor diesel, pero, en cambio, es mucho más importante la fracción entregada a fábrica, en el vapor de 4.5 kg/cm<sup>2</sup> y que hubiera debido generarse en una caldera de baja presión.

Las pérdidas de este mecanismo son: las de chimenea (8 por ciento) y la radiación y convección de cañerías y máquinas y las mecánicas eléctricas (5.1 por ciento).

El vapor de escape a fábrica contiene 59.2 por ciento realmente consumidos, 3 por ciento perdido en la distribución de vapor y 8 por ciento perdido en el condensado no retornado.

La eficiencia global a la salida de la central es, pues, de 88.5 por ciento notablemente superior al de los otros mecanismos considerados. (Véase el gráfico VII.) Si la cantidad de calor utilizada para producir 1 kWh —que es uno de los criterios frecuentemente sustentados— se define como el exceso de consumo de combustible de la instalación, respecto a lo que se habría consumido (de generarse el vapor necesario en las condiciones de presión y temperatura estrictamente requeridos por la fabricación), resulta entonces que el consumo específico es mínimo para el caso d) y que varía entre 1 170 a 1 060 kcal/kWh, según la potencia de la instalación, es decir, se reduce a la mitad de la central más moderna.

En el trabajo de Castellani, antes citado, puede verse la variación de estos consumos específicos en función de la potencia de la instalación, así como valores de rendimientos en calderas, turbinas, alternadores, consumo interno y rendimiento medio de centrales de contrapresión completas.

Ello supone poner en un pie de igualdad, con las calidades de las calorías convertidas en energía eléctrica.

**Gráfico VII**  
**DIAGRAMA EXERGETICO PARA TURBINA DE GAS**

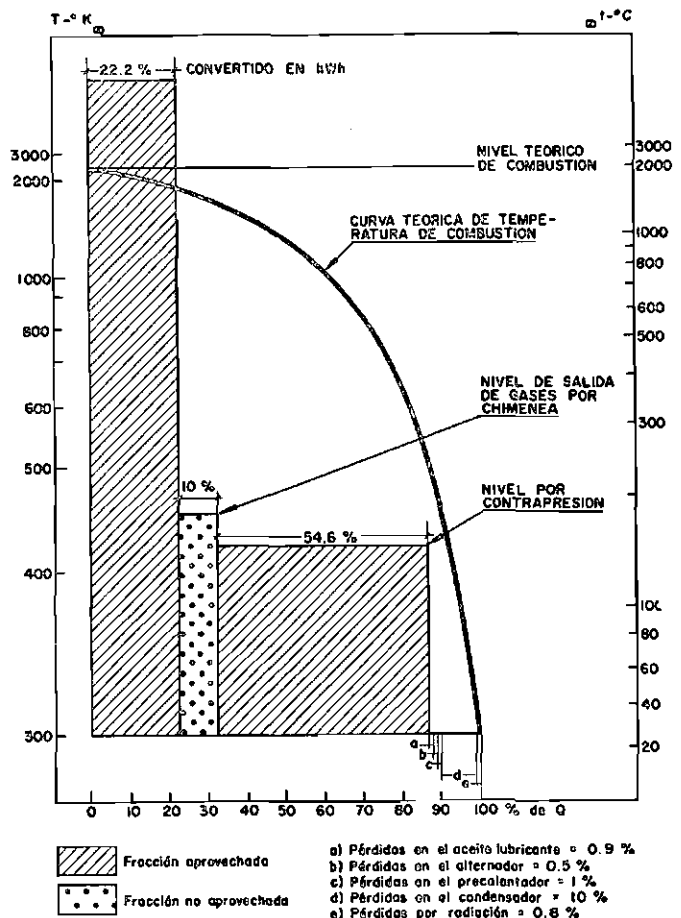
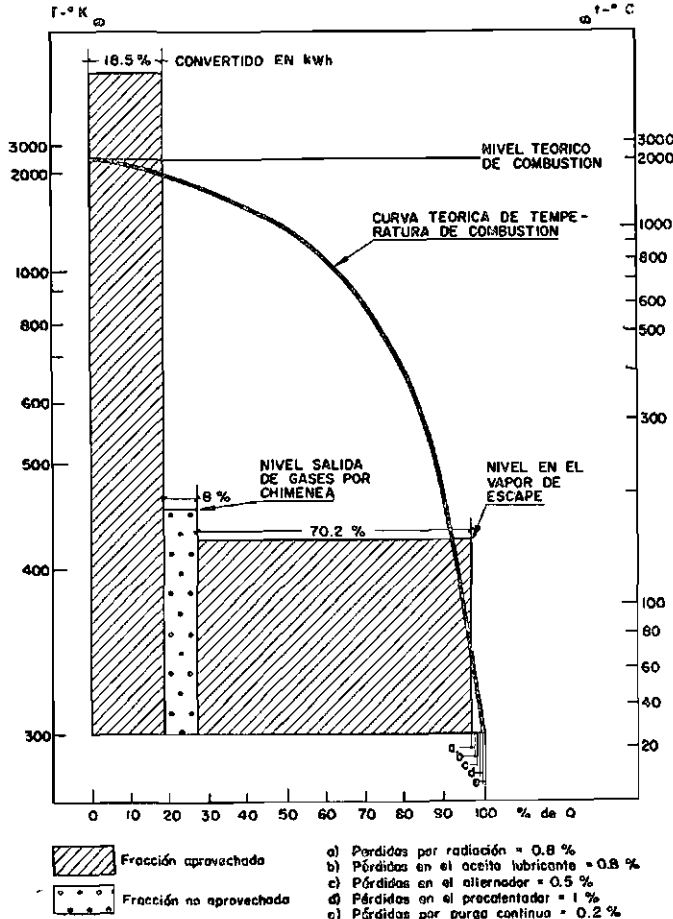


Gráfico VIII

DIAGRAMA EXERGETICO PARA CENTRAL A CONTRAPRESION



ca, aquellas calorías contenidas en los escapes, lo cual, desde luego, no se ciñe estrictamente a la verdad.

Es preciso llamar la atención sobre este aspecto del problema que haría interpretar erróneamente la real significación técnico-económica de la conversión de energía eléctrica en las centrales térmicas públicas, que entonces aparecerían derrochando el combustible; pero esto sería cierto únicamente si la energía generada fuese consumida por plantas capaces de autogenerar, en las condiciones recién descritas.

En el gráfico VIII se ha efectuado una representación del criterio calórico, que permite comparar objetivamente las características de los diferentes mecanismos, así como para la generación con vapor de las condiciones corrientes en centrales de contrapresión I (para 10 atmósferas — 300° C y 2 atmósferas), toma intermedia II (80 atmósferas 520° C) y condensación pura III (150 atmósferas 565/510° C).

Mientras las abscisas representan los porcentajes del calor aportado convertido en energía eléctrica, las ordenadas indican la totalidad de dicho calor y las ordenadas, en cada caso, la relativa proporción de calorías en una y otra de las formas energéticas, pero sin ninguna referencia directa a los niveles a que se dispone el calor de escape.

b) Criterios comparativos con el segundo principio de la termodinámica

Las cosas ocurren como si los kWh que se obtienen hubieran sido producidos y en seguida reconvertidos, mediante una bomba de calor ideal, en calorías al nivel de temperatura del vapor de escape o del agua caliente, con destino a la fábrica o al uso doméstico, pero sin ninguna de las complicaciones mecánicas ni pérdidas corrientes.

Concibiendo las energías nobles, como energías térmicas de temperatura infinita, puede también pensarse que el 100 por ciento de las calorías de las energías primarias capaces de una temperatura finita del orden de 1 800-2 000° C, introducidas en el mecanismo, son discriminadas por éste, que entrega una fracción a temperatura infinita, o sea en kWh, mientras otras son entregadas a niveles más bajos, que dependen de la idiosincracia del mecanismo particular.

Esta concepción es la que se ha tratado de representar Castellani a base de los balances establecidos en el cuadro 5 para los mismos casos analizados en el apartado anterior, en un diagrama

$$\left( \frac{1}{T} q \right).$$

Conviene recalcar asimismo que la real fuente de ahorro de energías primarias para la sociedad, reside en la no destrucción de una importante cantidad de capacidad de trabajo o exergías. Ello ocurre una vez que en la caldera industrial se ha generado vapor de baja presión y otra vez, aunque algo menos, cuando la caldera de alta presión genera vapor, buena parte de cuya exergía se convierte en kWh.

Sólo coordinando al máximo las necesidades y el uso de energías ennoblecidas y de energías menos nobles —que las transformaciones de las energías primarias ofrecen simultáneamente—, es posible extraer un provecho real, con todas las ventajas económicas de este tipo de soluciones.

En América Latina, donde la temperatura  $T_f$  del receptor frío debe ser algo mayor que lo habitual en Europa y Estados Unidos, esta situación implica un trabajo menor y una destrucción mayor de exergías residuales, o sea, económicamente hablando, un mayor consumo específico neto en kcal/kWh, sin beneficio para nadie.

En lo que sigue, tiene importancia la elección de  $T_o$  y el criterio que se adopta es fijarlo en 300° K o 27° C, ya que el salto entre  $T_f$  y  $T_o$  tendría lugar en el equipo industrial consumidor de dichas exergías, que de este modo viene a completar el puro mecanismo de transformación en energía absolutamente ordenada.

Una vía de racionalización, que surge de esta concepción, es la ya mencionada forma de utilización de calorías a bajo nivel para la producción de frío industrial o de aire acondicionado.

Por ejemplo, los gases de escape de un motor Diesel, usados en un equipo de absorción, permiten gene-

Cuadro 5

## BALANCES CALÓRICOS Y EXERGETICOS DE DIVERSOS MECANISMOS DE CONVERSIÓN

Item	Designación	$t_i - ^\circ\text{C}$	$T_i - ^\circ\text{K}$	Balance calórico para 1 kWh		Exergías disponi- bles para $T_o = 300 \text{ } ^\circ\text{K}$		Exergías para $T_o = 373 \text{ } ^\circ\text{K}$	
				kcal kWh	%	$\frac{T - T_o}{T_i}$	Exergía	$\frac{T_i - T_o}{T_i}$	Exergía
<i>Diesel</i>									
A	Calor aportado . . . . .			2 250	100				
E	Calor convertido . . . . .	$\infty$	$\infty$	860	38.3	1.0	860		
1	Calor en los gases de escape . . . . .	500	773	524	23.2	0.612	320	0.516	270
7	Calor en los gases finales . . . . .	220	493	277	12.3	0.392	109	0.244	67
6	Calor recuperado (diferencia) . . . . .			247	10.9				
4	Calor en el agua de enfriamiento . . . . .	80	353	400	17.7	0.15	60		
9	Calor en el agua de descarga . . . . .	65	338	129	5.7	0.112	14.5		
8	Calor recuperado (diferencia) . . . . .			271	12.0		45.5		
Calores perdidos									
2	Enfriamiento del aire . . . . .	27	300	206	9.0				
3	Enfriamiento del aceite . . . . .	27	300	153	6.64				
5	Enfriamiento del alternador . . . . .	27	300	107	4.56				
Relación entre convertido y recuperado									
<i>Turbina de gas</i>									
A	Calor aportado . . . . .			4 580	100				
E	Calor convertido . . . . .	$\infty$	$\infty$	860	18.9	1	860		
	Calor en los gases de escape . . . . .	450	723	3 640	79.5	0.585	2 130	0.483	1 760
4	Calor en los gases de salida . . . . .	200	473	1 605	35.0	0.366	586	0.212	340
3	Calor recuperado (diferencia) . . . . .			2 035	44.5				
Calores perdidos									
1	En el aceite . . . . .	27	300	45.8	1.0				
2	En el alternador . . . . .	27	300	34.2	0.6				
Relación entre convertido y recuperado									
<i>Turbina de gas y vapor</i>									
A	Calor aportado . . . . .			3 860	100				
E	Calor convertido . . . . .	$\infty$	$\infty$	860	22.2	1	860		
3	Calor recuperado por contrapresión . . . . .	150	423	2 104	54.6	0.291	615	0.118	249
Calores perdidos									
1	En el aceite lubricante . . . . .			34.7	0.9				
2	En el alternador . . . . .			19.3	0.5				
5	En el precalentador . . . . .			38.6	1.0				
6	En el condensador . . . . .			386	10.0				
7	Por radiación . . . . .			31	0.8				
8	Por chimenea . . . . .	180	453	386	10.0				
Relación entre convertido y recuperado									
<i>Central a contrapresión</i>									
A	Calor aportado . . . . .			4 650	100				
E	Calor convertido . . . . .	$\infty$	$\infty$	860	18.5	1	860		
5	Calor en el vapor de escape . . . . .	150	423	3 264	70.2	0.291	955	0.118	386
Calores perdidos									
1	Por la chimenea . . . . .	180	453	372	8.0				
2	Por radiación . . . . .			37.2	0.8				
3	En el aceite lubricante . . . . .			37.2	0.8				
4	En el alternador . . . . .			23.5	0.5				
7	En el precalentador . . . . .			46.5	1.0				
10	Por purga continua . . . . .			9.3	0.2				
Relación entre convertido y recuperado									



Se comprende que si no se puede trabajar en paralelo, y no se puede hacer nada en fábrica con el exceso de kWh generables, también pierde sentido una mayor inversión de la cual no puede hacerse uso, y que sólo en el período en que la fábrica asegura el consumo de la energía producida, es rentable.

De no ser así, una válvula reductora, en paralelo con la máquina o la turbina de vapor, debe pasar el vapor requerido en el establecimiento, con la consiguiente destrucción de capacidad de trabajo.

Tratándose de instalaciones completas nuevas, la diferencia de costo propio de los mecanismos de generación, se hace bastante menos importante, ya que esta parte del conjunto constituye de 17 a 20 por ciento del total, de modo que con ello la diferencia global entre ambas alternativas es de 11.3 por ciento a 13.4 por ciento.

No debe olvidarse que, como hasta ahora no se ha podido prescindir de la lubricación interna de los cilindros de las máquinas de vapor, el aceite contamina el vapor de escape y que ello requiere, en este caso, una purificación del mismo (su costo ha sido incluido en la comparación de precios hecha más arriba).

El vapor descargado por la turbina, en cambio, es perfectamente limpio y no perturba de ninguna manera los productos con los cuales puede entrar en contacto.

Debe decirse, por otra parte, que es la naturaleza de las aplicaciones la que realmente determina la verdadera significación de la eventual contaminación, ya que, en muchos casos, ha sido exagerada inútilmente; la experiencia demuestra que las diluciones resultantes determinan concentraciones inferiores a 1 ppm, que está por debajo de las tolerancias más exigentes en la alimentación de calderas, y que aún puede mejorarse con medios bien simples.

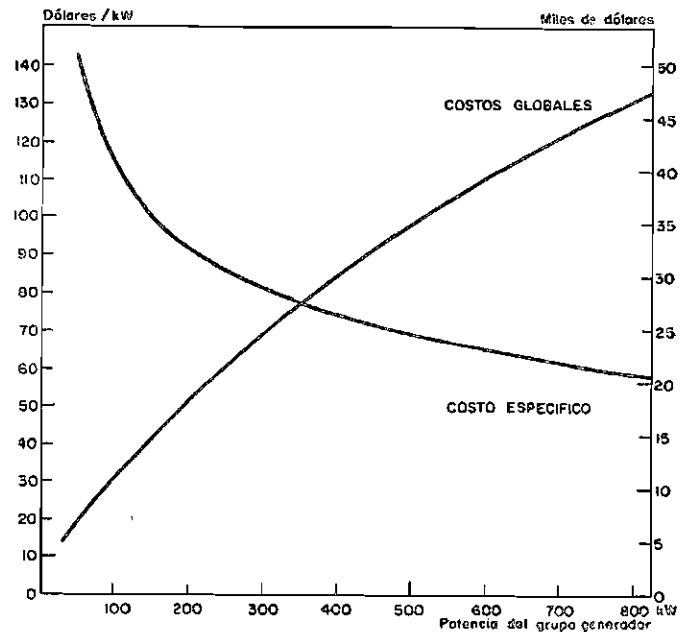
Para facilitar comparaciones se ha incorporado el gráfico IX, que permite ver los kWh obtenibles con la máquina de vapor mediante el paso de 1 000 kg/h de vapor, de distintas presiones y temperaturas iniciales y para diferentes contrapresiones.

Con ese mismo gráfico es posible obtener el costo aproximado de las máquinas de vapor de diferentes potencias, tanto como el costo específico en dólares/kWh, que aumenta rápidamente para pequeñas potencias.

Las diferencias de costo inicial de ambos mecanismos quedan anuladas en el costo del servicio total para un período de tres años como máximo, a partir de los

Gráfico IX

COSTOS ORIENTADOS DE GRUPOS GENERADORES EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA



NOTA: El costo comprende motor a vapor y alternador, acoplamiento, rieles de fundación y bulones de anclaje para el motor a vapor y su alternador y regulador automático de tensión.

cuales, la ventaja es acumulativa para la máquina de vapor, por cuyo motivo, en estos límites de pequeñas potencias, en condiciones usuales, puede considerarse la máquina de vapor como más racional.

Sin mayor aumento de costo, la máquina de vapor normal soporta una presión inicial de trabajo de 30-40 atmósferas, lo cual crea condiciones económicas favorables a la misma, suponiendo que se puedan consumir la mayor cantidad de kWh producibles con el tonelaje de vapor requeridos por los procesos.

Muchas de sus aplicaciones pueden aprovechar la baja velocidad y regularidad de la máquina de vapor, para evitar complejos mecánicos de reducción y regulación de velocidad, como por ejemplo, en el accionamiento de máquinas continuas de la industria papelera, en que se requiere en el motor 1.5 veces la potencia real en el eje, puesto que las transformaciones del grupo Leonard implican un rendimiento de  $0.86 \times 0.90 \times 0.86 = 0.666$ .

D. DISCRIMINACIÓN EN COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CALOR INDUSTRIAL

Al examinar comparativamente las condiciones económicas válidas de la soluciones independientes y combinadas de generación de energía eléctrica y calor industrial, se estableció que sólo cuando el costo horario de la solución combinada era inferior a la suma de los costos horarios de la generación separada de electricidad, por un lado, y de calor industrial, por el otro, el

ahorro posible estaba dado por la diferencia entre el primero y la suma de los segundos. Ello define la economía de la solución.

Los criterios de discriminación de los costos respectivos de la energía eléctrica y la energía térmica son varios y, frecuentemente, motivo de discusiones; se considera de utilidad exponerlos aquí, sin pretender por





cionales, que resultan de expandirlo sólo hasta la presión a que se extrae, y no a la del condensador.

Este criterio puede considerarse tan injusto para el kWh, como el anterior lo es para el vapor, y tiene además el inconveniente de ocultar las apreciables ventajas de la generación combinada.

### c) Método comercial

Consiste en una discriminación arbitraria, que se ajusta exclusivamente a las condiciones del mercado y de operación de la industria de que se trata.

Para ello, se establece un valor arbitrario al kWh, lo cual fija a su vez el valor de las  $10^6$  kcal, que se distribuye sobre la producción.

### d) Método de equipartición

El visible error de los métodos anteriores tiende a corregirse, distribuyendo por igual las ventajas de la generación combinada sobre los kWh y el calor con respecto a la independiente.

Se fijan entonces valores  $C_{e1}$  y  $p_1$  de tal modo que resulte:

$$E (C_{ek} - C_{e1}) = Gp_v - Q \cdot p_1$$

donde  $C_{ek}$  y  $p_r$  son respectivamente los valores que resultan de los criterios a) y b).

De este modo, la discriminación resulta afectada por los eventuales valores que se asignen al costo del kWh de la central pública de comparación (térmica o hidráulica) y al costo de la tonelada de vapor, según la instalación generadora.

### e) Método de equivalencia

Si se traza por el origen O, una recta a  $45^\circ$ , ésta corta la recta EQ en el punto M, que da los valores  $p_M$  para las  $10^6$  kcal y  $C_M$  para el kWh, que satisfacen el mismo costo global C anual.

Se comprende que, en este caso, la cantidad de dichos costos está determinada, en cada caso particular, por el valor del ángulo  $\alpha$ , es decir, que los costos vienen a depender de la relación de kWh a calorías consumidas.

### f) Método calórico

En este caso se carga a los kWh producidos, el costo de las calorías equivalentes al salto adiabático  $\Delta i_0$  kcal/kg multiplicados por los kg de vapor pasados por la máquina para obtener 1 kWh por el rendimiento mecánico de la misma.

Al vapor, en cambio, va cargado el costo de las calorías contenidas en el vapor de escape, que es del orden de 70 a 80 por ciento de las contenidas en el vapor vivo.

De este modo, el kWh de contrapresión resulta

muy barato y excesivamente caro el vapor; además, tiene deficiencias similares a las consideradas en el punto a).

Si por otra parte la máquina es de toma intermedia, los kWh de contrapresión aparecen como muy baratos y los de condensación como muy caros.

Para el consumidor de vapor de contrapresión, ajeno a la industria propiamente dicha, este modo de cálculo resulta poco ventajoso y, en consecuencia, prefiere la instalación de su propia caldera con desmedro para la racionalización.

### g) Método exerético, o termodinámico

Midiendo el valor real por la capacidad de trabajo o exergía del vapor de escape, se aplica un criterio más verdadero de la naturaleza exerética de las transformaciones.

Es cierto que los kWh de contrapresión resultan entonces casi tan caros como los kWh de condensación, pero no hay razones económicas para suponer que no debe ser así.

Basta considerar que se trata de la fracción más valiosa, de la energía primaria convertida, para todos los fines prácticos y de la que hay la mayor demanda.

Por otra parte, pone sobre bases comparativas, útiles para su mutuo desarrollo y entendimiento, a las centrales públicas, así como a las de autoproducción industrial.

Ello permite, además, valorar de otro modo, más ajustadamente con la realidad, los costos de vapor a diferentes presiones, según la naturaleza de los consumos, que, con el procedimiento calórico, no se diferencian prácticamente en nada.

Recuérdese que, en definitiva, las calorías contenidas en las G toneladas equivalen a los kWh que consumirían una bomba de calor ideal que hubiera trabajado entre la temperatura del condensador —dispositivo que sólo existe realmente en la turbina de toma intermedia— y la temperatura del vapor de contrapresión, como ya se hubo de mencionar anteriormente.

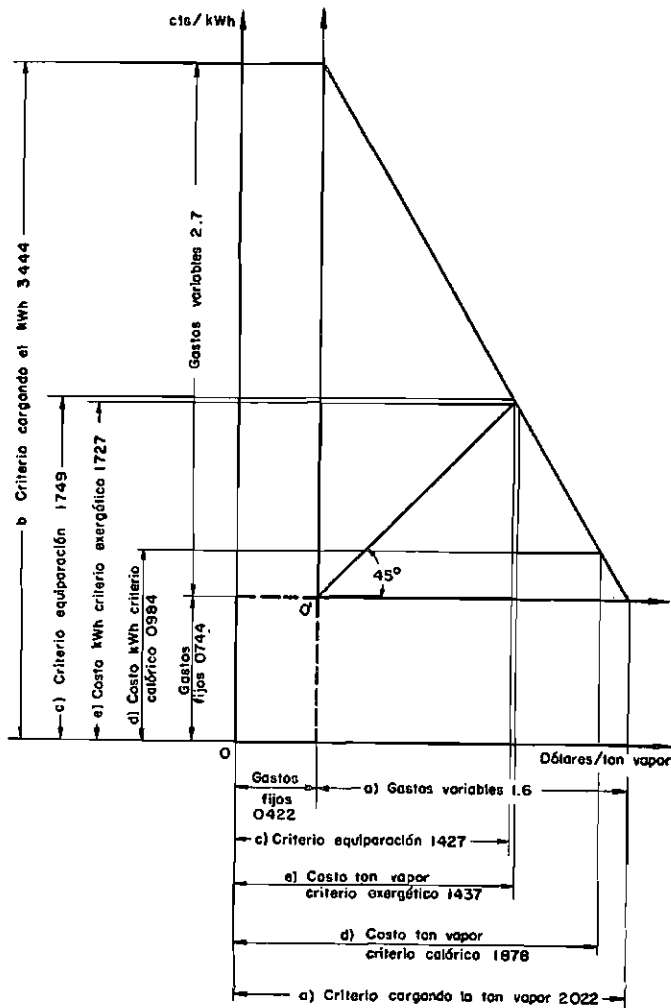
### h) Ejemplo para un caso particular

Tomando un caso particular, se han discriminado, en primer lugar, los gastos fijos atinentes al kWh y a la ton de vapor, que por no ser iguales no pueden ser aplicados, sin previo cambio del origen O, del gráfico XI. En él se representan los resultados de las diferentes maneras o criterios para dividir los gastos variables más corrientes, a saber: a) cargando todo el gasto de combustible al vapor, b) cargando todo a los kWh, c) criterio de equipartición, d) calórico, e) exerético. La forma de llegar a dichos valores aparece claramente al pie del gráfico, sobre el que se han transportado a escala los valores pertinentes.

Puede observarse que, en este caso, el criterio exerético y el de equipartición coinciden sensiblemente.

Gráfico XI

REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE DISCRIMINACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y VAPOR



EXPLICACIÓN DEL GRÁFICO XI

Traabjo 20 T/h - 53ata - 455° C - 792 kcal; Consumo 5.5ata - 278° C - 721 kcal; Costo instalación completa 342 000 dólares; Costo caldera sola 172 000 dólares.

Parte relativa a generación eléctrica 170 000 dólares

1 kg de vapor requiere 792.80 = 712 kcal  
 P. C. 9 500 kcal  $\eta = 0.84$   
 $9\ 500 \times 0.84 = 8\ 000$  kcal  
 $8\ 000 \% 712 = 11.22$  kg de vapor/kg comb.  
 Fuel oil 20 000 % 11.22 = 1 780 kg comb/h  
 $1\ 780 \times 18 = 32$  dólares/h  
 $32$  dólares % 20 T = 1.6 dólares/ton comb.

E. VÍAS PARA LA ORGANIZACIÓN DE LA RACIONALIZACIÓN ENERGÉTICA

En lo que antecede se ha tratado de visualizar las ventajas económicas y sociales que ofrecen a América Latina las soluciones técnicas racionales.

Se ha visto que no puede separarse de la racionalización, en cuanto al uso de las energías primarias, ni de la generación ni de la transmisión y distribución de

2. Distribución de gastos fijos

Para la distribución de los gastos de instalación, se hace normalmente una discriminación de los valores que son atingentes exclusivamente a la parte eléctrica, los que hacen relación exclusivamente al vapor y los mixtos, que deben atribuirse proporcionalmente.

Los rubros que corrientemente se consideran por cada grupo son los que muestra el cuadro 7.

Producción anual

Para 5 600 h/año -  $6.3 \times 10^6$  kWh/año  
 Para 5 600 h/año 20 T - 5 600 h/año  $\times$  20 tons = 112 000 ton vapor/año

Parte generación eléctrica

1) Amortización 15.24 % = 25 900 dólares	} Total gastos fijos: 46 900 dólares
2) Mantenimiento 3 % = 5 100 dólares	
3) Personal - 5 personas = 12 500 dólares	
4) Dirección 2 % = 3 400 dólares	

Parte vapor industrial

1) 26 200 dólares	} Total gastos fijos: 47 300 dólares
2) 5 100 dólares	
3) 12 500 dólares	
4) 3 440 dólares	

Gastos fijos } por 1 kWh 4 690 000 cts % 6 300 000 kWh = 0.744 cts kWh  
 } por ton vapor 47 300 dólares % 112 000 T. vapor = 0.422 dólares ton vapor

Entalpía - alta 792 kcal - baja 721 kcal 721 % 792 = 91 %  
 91 % vapor; 9 % electricidad  
 Exergia - 305 kcal; 194 kcal; 194 % 305 = 63.6 %  
 63.6 % vapor; 36.4 % electricidad

Gasto variable

a) 32 dólares/h si los cargos sobre vapor 32 % 20 = 1.6 dólares/ton vapor  
 b) 32 dólares/h si los cargos sobre electricidad 3 200 % 1 185 = 2.7 cts/kWh  
 a) G.V. + G.F. = 1.6 + 0.422 = 2.022 dólares/ton vapor  
 b) G.V. + G.F. = 2.7 + 0.744 = 3.444 cts/kWh  
 d) 32 dólares los cargo 91 % a vapor = 29.12 dólares  
 32 dólares los cargo 9 % a electricidad = 2.88 dólares  
 $29.12 \% 20 = 1.456 + G.F. = 1.456 + 0.422 = 1.878$  dólares/ton vapor  
 $288 \% 1\ 185 = 0.24 + G.F. = 0.24 + 0.744 = 0.984$  cts/kWh  
 e) 32 dólares los cargo 63.6 % a vapor = 20.3 dólares  
 32 dólares los cargo 36.4 % a electricidad = 11.65 dólares  
 $20.3 \% 20 = 1.015 + G.F. = 1.015 + 0.422 = 1.437$  dólares/ton vapor  
 $1\ 165 \% 1\ 185 = 0.983 + G.F. = 0.983 + 0.744 = 1.727$  cts/kWh.

## Cuadro 7

## SUBDIVISIÓN DE LOS MONTOS DE CAPITAL FIJO EN LA GENERACIÓN COMBINADA DE ELECTRICIDAD Y CALOR INDUSTRIAL

Tipo de costo	Detalle de los costos		
	Asignables exclusivamente a electricidad	Generación y distribución conjunto de calor y electricidad	Asignable exclusivamente a calor
I. Inversiones . . . . .	Sala de máquinas Turbina y auxiliares Generador Tablero de la central Interruptores Transformadores	Sala de calderas Depósitos y movimiento de combustible Extracción de cenizas Tratamiento de agua Bombas de alimentación Cañerías entre calderas y entrada a turbina	Cañerías de descarga de turbinas Red de distribución de vapor Transformadores de vapor Cañería de condensado Sistema de retorno
II. Jornales, cargas sociales.	Personal de sala de máquinas	Personal de sala de calderas Movimiento de combustible y cenizas Tratamiento de agua Talleres de mantenimiento y reparación	Personal asignado a las redes de distribución de vapor
III. Materiales . . . . .	Aceite lubricante para turbinas, interruptores y transformadores	Combustibles, agua, productos químicos para tratamientos	Productos químicos para el tratamiento de agua de reposición
IV. Auxiliares de mantenimiento y limpieza . .	Sala de máquinas	Sala de calderas	Distribución de calor

La racionalización energética no puede sino surgir como consecuencia de una mejor y más profunda comprensión de los beneficios que con ello es posible alcanzar, tanto en los órdenes particulares o privados como en los más generales y vitales de la comunidad. La mera aplicación, desde afuera, de medidas estatales coercitivas a la industria han resultado poco eficaces en la práctica.

Hoy, muchos países latinoamericanos cuentan con centros aislados de estudio y de trabajo que se ocupan de algunas fases del problema general, pero, por desgracia, no están aún vinculados en forma activa y directa con los temas candentes de la racionalización.

Así se tiene, por ejemplo, los comités nacionales de la Conferencia Mundial de la Energía, que se desenvuelven con ínfimo apoyo, en relación con los similares europeos, y en los cuales predomina el interés por la generación en centrales públicas y relevamientos hidroeléctricos.

Los institutos del petróleo se ocupan de la perforación, producción y refinación, pero muy escasamente de la utilización racional del petróleo.

En la Argentina, funciona el Centro de Investigaciones para el Uso Eficiente de Combustibles (CIPUEC) como rama del Instituto Nacional de Tecnología Industrial y se desempeña como organismo asesor de la industria privada, pero, dado su notorio carácter incipiente, su acción es aún forzosamente limitada, tanto en extensión como en intensidad.

Una entidad latinoamericana de racionalización energética, tal como debería ser para poder llenar un sensible vacío, debería integrarse con comités nacionales de racionalización energética de cada país, y tendría representantes de:

a) *Industria privada*: Dentro de la entidad matriz de la industria privada como las asociaciones industriales nacionales, cada rama particular de las diversas zonas del país tendría una división energética, integrada por delegados de esa industria. Con el conjunto de dichas divisiones, se formaría el subcomité energético de la institución, que los reuniría en el nivel directivo vinculándolos a los otros subcomités, a menudo ya existentes de estudios económicos, productividad, relaciones gremiales, etc.

b) *Industrias de servicios públicos*: Tanto privadas como estatales, tanto de los sectores de generación como de transmisión y distribución de energía eléctrica.

c) *Industrias estatales y privadas*: De producción y distribución de energías primarias.

d) *Industrias estatales* extractivas, manufactureras, químicas, siderúrgicas, consumidoras y/o productoras de energías primarias y secundarias.

e) *Industrias de los transportes*.

f) *Facultades* de todo el país con especialidades técnicas, económicas y legales vinculadas al problema energético, y agrupaciones profesionales.

g) *Centro de estudios* oficiales y privados dedicados a ramas de la energética.

h) *Comités nacionales* de la Conferencia Mundial de la Energía.

i) *Instituciones de crédito* oficiales y privadas interesadas en promover operaciones financieras en el plano energético.

j) *Ministerio de Energía y Combustibles* o similares.

k) *Corporaciones de Fomento*, si las hubiera. De este modo se reuniría el interés particular de cada industria, con el superior normativo de los gobiernos, en un esfuerzo mancomunado, ágil y eficaz, que redundaría en beneficio del aprovechamiento óptimo de la energía.

La labor, a partir de la específica labor de cada establecimiento, con sus particulares características, hasta proyectarse hacia un nivel nacional, debería comprender (sin que se pretenda agotar la enumeración):

a) La preparación y divulgación de balances energéticos y exergéticos reales y óptimos alcanzables.

b) Estudios de las soluciones técnicas económicas más ventajosas, según las industrias, zonas geográficas, demandas, etc.

c) Estudios de las condiciones arancelarias, legales, regulación de la transmisión y distribución en sectores interconectados y superación de las trabas existentes.

d) Estudio de las condiciones de mercado y utilización racional de las diversas energías primarias, sobre la base de sus reales equivalencias.

e) Estudios de las influencias de los diversos métodos de utilización de las energías sobre los costos de producción y la orientación en el uso de la disponibilidad de divisas; sugerir las vías a seguirse.

f) Investigación de los métodos particulares para la utilización de las fuentes de energías locales primarias de menor demanda.

g) Estudios de los requerimientos para una extensión paulatina de los sistemas interconectados, hasta alcanzar niveles internacionales, donde sea posible.

h) Estudios para satisfacer las necesidades financieras de los planes de desarrollo energético, tanto primario como secundario.

i) Examen de las influencias de las diversas condiciones impositivas en los sectores energéticos.

j) Proposición a los estados de las medidas más equitativas en el plano energético nacional, que contemplan tanto los intereses generales como los particulares, en el presente y en el futuro.

k) Mantener contacto e intercambio permanente con los demás Centros de Latinoamérica, con miras a la mayor generalización, compatible con los aspectos peculiares, de las soluciones aconsejadas.

La entidad latinoamericana de racionalización energética tendría, a su vez, la función coordinadora de todas estas actividades, la divulgación de los resultados obtenidos en todas las obras de estas características y de las ventajas económicas que representan. A ese respecto, conviene recordar los notables éxitos obtenidos por entidades similares en muchos países europeos.

También tendría a su cargo el asesoramiento que los poderes legislativos pueden requerir en su labor vinculada a los planes energéticos.

Mantendría, además, una vinculación estrecha con organismos similares europeos como FIPACE y con los institutos que se dedican al estudio de los problemas de energética del mundo entero.

Si se examinan los problemas con una visión de amplios alcances, de este modo, se podría canalizar una enorme cantidad de esfuerzos, de capacidad de trabajo y de recursos económicos —hoy desperdiciados— sin beneficio para nadie.

Así, la racionalidad energética y sus sanas consecuencias para el bien de todos, surgirá de una espontánea pero profunda e inspirada colaboración entre los estados y las industrias, en un serio y justificado esfuerzo para fortalecer en común una base de la vida moderna tan valiosa e indispensable como es la energía.

# UTILIZACIÓN DE LOS GASES DE ESCAPE DE LAS TURBINAS DE GAS EN LA INDUSTRIA

por Eduardo de María y Campos \*

## 1. La turbina de gas en la actualidad

Hace ya más de veinte años que la primera turbina de gas entró en operación, dándose así el primer paso, y con marcado éxito, para producir energía eléctrica y aplicarla a otros usos industriales mediante este novedoso tipo de motor primario, que, entre ciertos rangos de potencia o condiciones especiales, compite ventajosamente con turbinas a vapor y máquinas de movimiento alternativo.

La mayoría de las turbinas de gas son de ciclo abierto debido a su simplicidad, seguro funcionamiento, dimensiones y peso reducido, habiendo sido diseñada para un servicio pesado o para cubrir cargas pico, pudiendo ser arrancada consecutivamente, siempre en un tiempo menor a 20 minutos.

Los fabricantes de turbinas de gas se han preocupado ya desde hace bastante tiempo, de la utilización de los gases de escape de la turbina, con el objeto de a) aumentar el rendimiento termodinámico del grupo (cambiadores de calor), b) utilizar la producción de vapor para usos industriales, recuperando así una parte muy importante de los millones de cal que se desperdician en los gases de escape.

La recuperación del calor de escape de las máquinas térmicas, que presenta múltiples aspectos, plantea numerosos problemas que deben ser considerados meticulosamente y que obligan, en muchos casos, a requerir soluciones especiales, tanto desde un punto de vista técnico como económico.

## 2. Conveniencia de la utilización de los gases de escape en la industria

La industria, por sus necesidades propias, necesita disminuir hasta un máximo posible, el costo de la energía que emplea y, en este terreno, se distingue aquella en la que se obtienen gases combustibles como sub-producto, y que pueden ser quemados en la cámara de combustión de una turbina de gas, reduciéndose así el costo de la energía de un modo muy considerable; tal es el caso de la industria siderúrgica. Otras industrias, sin embargo, han buscado la reducción del costo de la energía eléctrica que requieren para sus usos particulares, expandiendo vapor de proceso en una turbina a partir de una temperatura y presión apropiadas, y terminando con el límite de presión requerida en la fábrica. Este sistema, ampliamente utilizado, reporta grandes beneficios.

La turbina de gas proporciona energía en los gases

de escape que pueden ser utilizados también en la industria, recuperándose una gran parte de ella, con el objeto de disminuir costos de producción, o el costo de la energía eléctrica que consume.

La mayoría de las turbinas de gas operan a baja temperatura y producen un volumen de gases de escape muy considerable y constante, cuya temperatura varía de acuerdo con el porcentaje de carga a que trabaja el turbogruppo. Si bien ésta es del orden de 350° C, debido a la baja temperatura de entrada a la turbina (normalmente 650° C), así como al elevado rendimiento politrópico que se ha alcanzado en las mencionadas turbinas durante la expansión de los gases, en cambio, el volumen de gases de que se dispone a la salida es tan considerable, que convenientemente utilizados resultan de gran valor para la industria.

A continuación se da una idea de la cantidad de gases disponibles en distintos tipos de turbinas.

Potencia de la turbina (kW)	Volumen de gases de escape a la presión atmosférica (m <sup>3</sup> /hora)	Equivalente aproximado en combustible (kg/hora) <sup>a</sup>	Temperatura de los gases (°C)
4 000 . . . . .	187 000	1 640	320
6 200 . . . . .	245 000	2 280	350
11 000 . . . . .	486 000	3 770	310
22 000 . . . . .	486 000	3 700	300

<sup>a</sup> Como comparación se ha tomado un combustible con poder calorífico de 10 000 kcal/kg.

Estos volúmenes son especialmente valiosos en calderas de recuperación y pueden ser utilizados los gases de dos modos:

a) En la generación directa de vapor de baja presión y saturado, que tiene una infinidad de aplicaciones en la industria como vapor de proceso (industria textil, del papel, alimentos, etc.).

b) Como gases de combustión para calderas de gran capacidad y homnos en los que se requiere gran volumen de aire de combustión.

c) En cambiadores de calor, ya sea para precalentar aire u otros gases, o bien procesos de deshidratación o deshumidificación.

Para el primer caso y debido a que, en una turbina dada, la temperatura de los gases de escape disminuye con la potencia, si se requiere una producción de vapor constante, la presión y temperatura de éste no deberá sobrepasar un valor determinado, que se verá li-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.5.4.

Gráfico I

VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA DE LOS GASES EN FUNCIÓN DE LA CARGA

ESCALA NATURAL

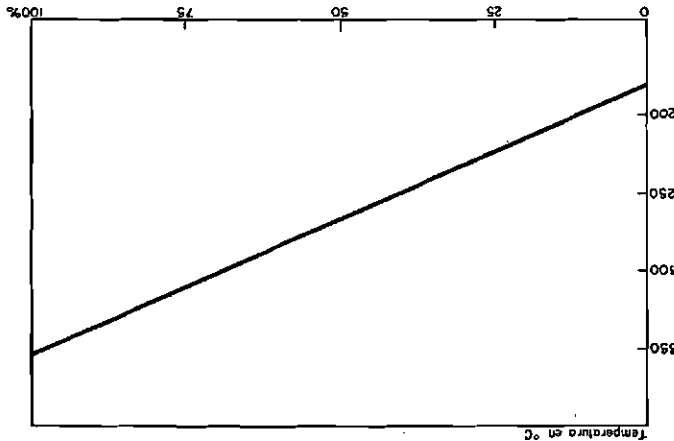
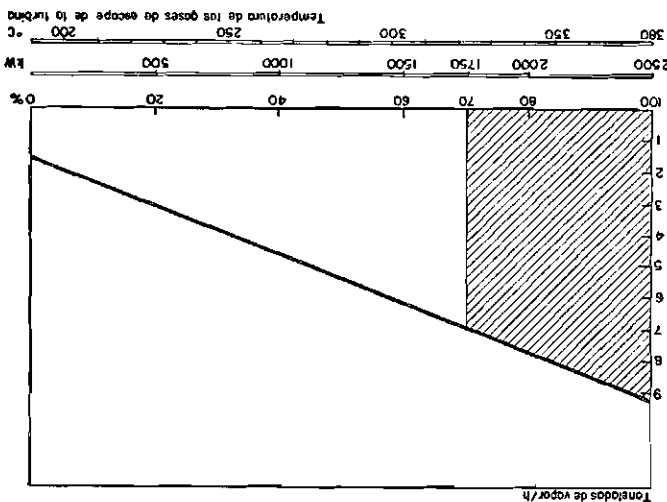


Gráfico II

PRODUCCIÓN DE VAPOR DE LA CALDERA DE RECUPERACIÓN EN FUNCIÓN DEL PORCIENTO DE CARGA DE LA TURBINA

ESCALA NATURAL



mitado por la potencia mínima requerida en la turbina. Si las condiciones del vapor requerido son elevadas y no deben depender de la carga variable de la turbina, se requiere entonces la adición de quemadores en la caldera de recuperación, para que el consumo extra de combustible compense la eventual disminución de la temperatura de los gases de escape. (Véanse los gráficos I y II.)

3. Mejoría del rendimiento de los turbogrupos de gas con la utilización de los gases de escape

Cuando se compara la turbina de gas con otros motores primarios, tales como la turbina de vapor y el motor diesel, se encuentra que, dentro de cierta escala de ca-

pacidad, los supera en los aspectos muy importantes de más bajo costo de adquisición, montaje, gastos de operación y mantenimiento (corto tiempo de arranque desde frío hasta plena carga), quedando únicamente atrás en lo que respecta al rendimiento. Para ciertos usos, sin embargo, la turbina de gas resulta insustituible, en particular en aquellos en que el agua escasea o no se puede disponer de ella en absoluto, en cuyo caso la eficiencia carece de importancia primordial.

Se ha logrado incrementar la eficiencia de la turbina de gas por medio de la utilización de los gases de escape, ya sea por medio de un intercambiador de calor o recuperador, ahorrándose por este medio una considerable cantidad de combustible al elevarse la temperatura del aire que sale del compresor; sin embargo, este procedimiento es sólo aconsejable en aquellos lugares donde el combustible es caro, ya que el intercambiador de calor alcanza un valor muy considerable.

La eficiencia puede también aumentarse, produciendo vapor por medio de una caldera de recuperación, vapor que, expandido en una turbina de condensación, alcanza entonces rendimientos termodinámicos hasta del 38 por ciento (proceso normal sobrecargado), contra el de aproximadamente 24 por ciento que se obtiene sin la utilización de los gases de escape en el ciclo abierto. Todo esto considerando para los gases de escape una temperatura no mayor de 370° C.

4. Límite de la utilización de los gases de escape

Los combustibles más ampliamente utilizados para las turbinas de gas estacionarias son principalmente derivados del petróleo, gas de alto horno y gas natural. Como derivados prácticos, se queman el petróleo residual y el diesel oil. Estos dos combustibles líquidos son fácilmente atomizables en una cámara de combustión y el único requisito importante para ello es que deben tener una apropiada viscosidad.

El precio bajo del petróleo residual lo hace especialmente atractivo, pero normalmente requiere un cuidadoso control para no exceder los límites de contenido de pentóxido de vanadio (2 000 partes por millón de cenizas) ni el contenido de sodio (donde se prefiere menos de 10 partes por millón, pero sin exceder 300 partes por millón del contenido total de cenizas) y como máximo contenido de azufre 3.5 por ciento.

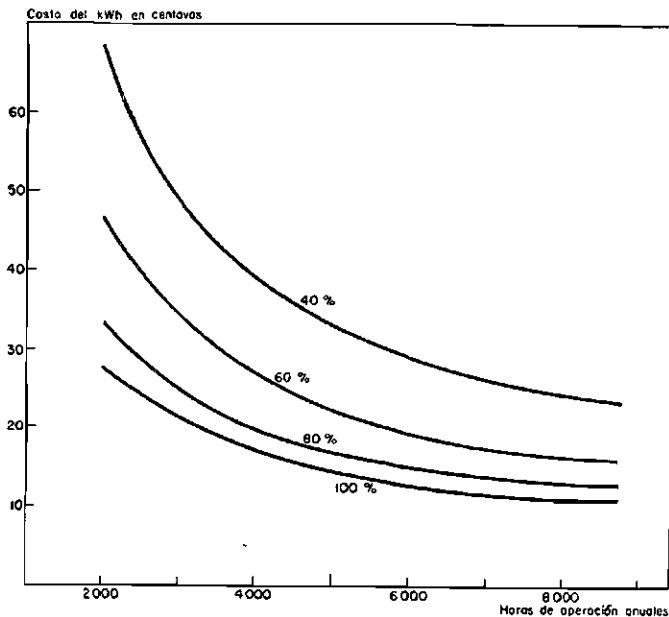
De los combustibles gaseosos, tiene particular importancia el gas natural, por su elevado poder calorífico, en comparación con el que se obtiene con el del gas de alto horno. Ambos gases tienen mejor eficiencia de combustión que los combustibles líquidos.

De los combustibles mencionados, una vez que han sido utilizados en la turbina para transformar parte de la energía térmica en mecánica, se obtienen como gases de escape una mezcla de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), vapor de agua (H<sub>2</sub>O), nitrógeno (N<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>), cenizas y bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>); este último, en combinación con el vapor de agua, forma ácido sulfúrico.

**Gráfico III**

COSTO DEL kWh EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE HORAS DE OPERACIÓN ANUALES Y DEL FACTOR DE CARGA

ESCALA NATURAL



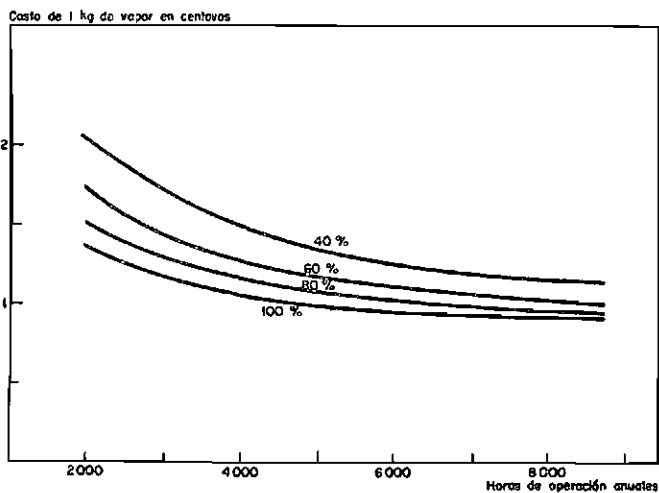
En combustibles conteniendo 3.5 por ciento de azufre que es el máximo permitido para turbinas de gas, el punto de rocío ácido de los gases es de aproximadamente  $140^{\circ}\text{C}$ , o sea, que esta temperatura limita el enfriamiento de los gases que se pretenden utilizar en un equipo de recuperación. Una menor temperatura en los gases acarrearía serios problemas y aumentaría muy considerablemente los gastos de mantenimiento.

Por lo que toca a los combustibles gaseosos, tales como el gas natural y gas de alto horno, la temperatura

**Gráfico IV**

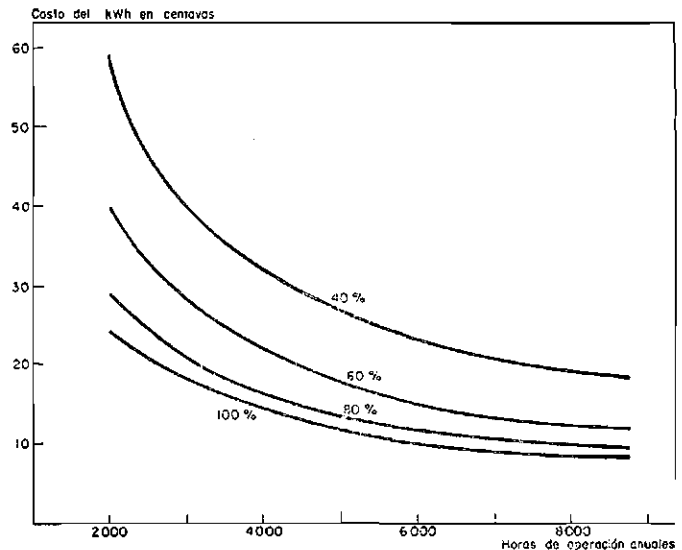
COSTO DEL KILOGRAMO DE VAPOR EN UNA CALDERA CONVENCIONAL

ESCALA NATURAL

**Gráfico V**

COSTO DEL kWh EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE HORAS DE OPERACIÓN ANUALES Y DEL FACTOR DE CARGA UTILIZANDO CALDERA DE RECUPERACIÓN

ESCALA NATURAL



mínima puede ser menor, especialmente en lo que toca al gas natural, el cual está exento de componentes corrosivos y no contiene azufre. El valor comercial de los gases de escape aumenta entonces al poderse extraer mayor cantidad de calor.

La utilización de los gases de escape estará ligada, en última instancia, a la opinión y experiencia de las casas constructoras de cambiadores de calor, calderas de recuperación o cualquier otro tipo de equipo en el que se puedan emplear gases de escape.

Resumiendo los anteriores conceptos y previo análisis particular de cada combustible, el límite inferior de la temperatura de los gases de escape es función de sus componentes. Para combustibles que contengan 3.5 por ciento de azufre y que van a ser quemados en la cámara de combustión de una turbina de gas, podrán enfriarse hasta una temperatura de aproximadamente  $160^{\circ}\text{C}$ ; para combustibles gaseosos limpios, exentos de azufre podrán ser enfriados a temperaturas inferiores, todo depende de las condiciones de la instalación. (Véanse los gráficos III, IV y V.)

### 5. Ejemplos de utilización de gases de escape de turbinas de gas

La creciente demanda de energía eléctrica para la industria, obliga tanto al industrial como a las casas constructoras de turbogrupos de gas, a prestar especial atención a las numerosas alternativas que se pueden presentar en el empleo de los gases de escape de estas máquinas, en aquellos casos en que se justifique el empleo de las mismas, siendo por tanto necesario hacer un análisis particular de cada caso, así como de las

condiciones y límites de utilización de los gases, como ya se ha apuntado en los párrafos anteriores.

Desde el punto de vista económico, deben considerarse:

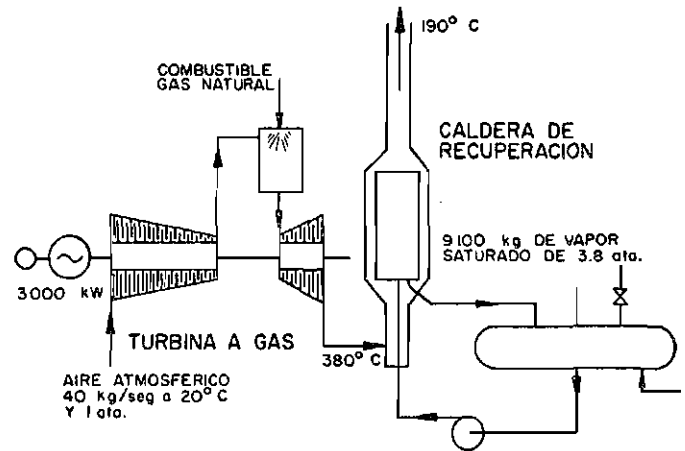
- a) Tipos de combustible disponibles
- b) Costo del combustible
- c) Costos de instalación
- d) Costos de mantenimiento y operación
- e) Condiciones en que va a operar la planta.

Para el industrial, es de particular importancia obtener los mayores beneficios con el mínimo de inversión y, en muchos casos sin duda, se puede encontrar la mejor solución de los problemas de generación de energía eléctrica y producción de vapor a bajo costo, con inversión inicial pequeña, empleando la turbina de gas y calderas de recuperación, debiéndose considerar, eso sí, los puntos de vista económicos arriba mencionados.

Por lo que respecta al punto a), los tipos de combustible ya mencionados en el apartado 4 ocupan en México, desde el punto de vista de la combustión, el primer lugar, el gas natural; después, el diesel oil y, por último, el petróleo residual. Por lo tanto, en todas las regiones del país donde se puede obtener gas natural es factible utilizar la turbina de gas en forma ventajosa sobre cualquier otro tipo de máquina térmica, por el bajo costo del combustible, por sus particulares condiciones de limpieza y, su elevado poder calorífico. Los gases de escape tienen un mayor rango de utilización que con el petróleo residual.

Considerando ahora los puntos c) y d), como ya se expresó, la turbina de gas se distingue por sus menores costos de instalación con respecto a otras máquinas térmicas y a la utilización de los gases de escape; pero el aumento de los costos no es antieconómico, y se halla en función del ciclo de recuperación por instalarse, el cual puede consistir desde la sencilla caldera instalada directamente en la chimenea de la turbina para producir vapor saturado de baja presión y que representa apenas el 15 por ciento del costo del turbogrupos de gas, hasta los complicados ciclos de la Planta

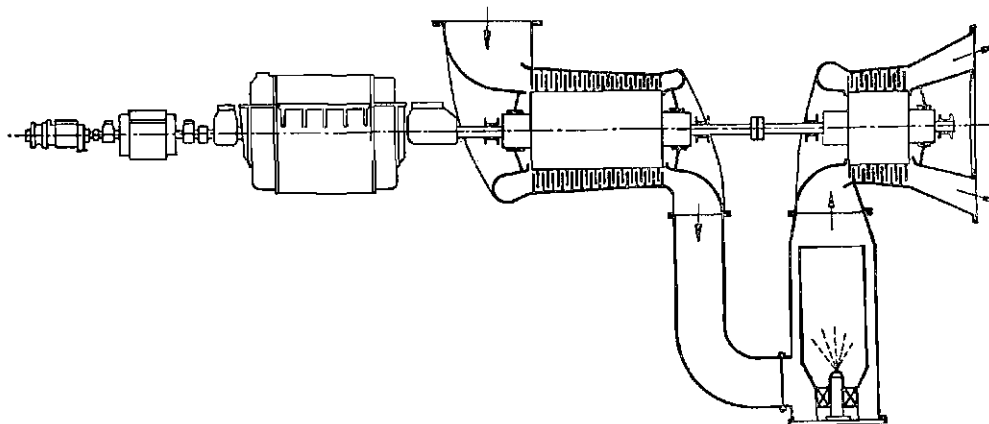
**Gráfico VI**  
GENERACIÓN DE VAPOR DE BAJA PRESIÓN



de Korneuburg, Austria, para generación de energía eléctrica, o la producción de vapor para calefacción de edificios, como la planta de Vahr en Bremen, o la utilización de gases de escape de la turbina para fábricas de cemento, y al mismo tiempo los gases del horno rotatorio en la turbina de gas. (Véase el gráfico VI.)

Para el primer caso, o sea produciendo vapor de baja presión saturado, por medio de caldera instalada directamente en la chimenea de la turbina, ésta puede generar 0.063 kg vapor/kg gas/segundo (vapor saturado de 3.8 kg/cm<sup>2</sup> abs). En estas condiciones, con los gases de escape, una turbina de gas de 3000 kW (potencia nominal a 20°C de temperatura ambiente y 1 ata en la aspiración) puede suministrar 9100 kg de vapor/hora a una fábrica de papel. Este caso, que puede tomarse como uno de los ejemplos más sencillos de la utilización de los gases de escape, encuentra múltiples aplicaciones en aquellas industrias que requieren vapor de calefacción a baja presión y que cuentan como combustible el gas natural a bajo precio. En un análisis general de este ejemplo, puede verse que se obtienen costos para el kWh muy convenientes para algunas industrias, debido a las ventajas particulares que pre-

**Gráfico VII**





senta una instalación de turbina a gas, como son: bajos costos de instalación, mantenimiento y operación, espacio reducido para el turbo-grupo y la caldera de recuperación (que se instala directamente sobre la chimenea), con lo cual el sistema turbina a gas-caldera de recuperación compite favorablemente.

En el segundo caso —planta de Korneuburg— tenemos que, en una turbina a gas generando 30 MW (a 0° C de temperatura ambiente y 1 ata en la aspiración), y en la cual se obtienen 175 kg de gases de combustión a 310° C, éstos pueden emplearse en dos calderas de recuperación, que queman combustible adicional para generar 100 toneladas de vapor de 14 ata y 440° C que, al ser expandido en una turbina de vapor hasta un vacío de 0.02 ata, puede generar 27.72 MW. (Véase el gráfico VII.)

En el tercer ejemplo —planta de Vahr— se tiene primero el precalentamiento del agua por medio del interenfriador de los compresores (utilizando en este caso una turbina de dos flechas, con dos cámaras de combustión), y un cambiador de calor en el cual los gases de escape entran a 239° C y salen a 180° C (133 Nm<sup>3</sup>/seg). En este cambiador de calor la temperatura del agua se eleva de 60° C a 130° C. Debido a las variaciones de carga, la temperatura de los gases des-

ciende, y como quiera que es necesario mantener el agua para la calefacción de edificios a 130° C, se emplean cinco calderas adicionales que funcionan en circuito cerrado; tres de ellas tienen quemadores de petróleo; dos son eléctricas. Este circuito cerrado cede su calor en los cambiadores. (Véase el gráfico VIII.)

A continuación se indican las características del cambiador de calor y de las calderas adicionales.

*Cambiador de calor*

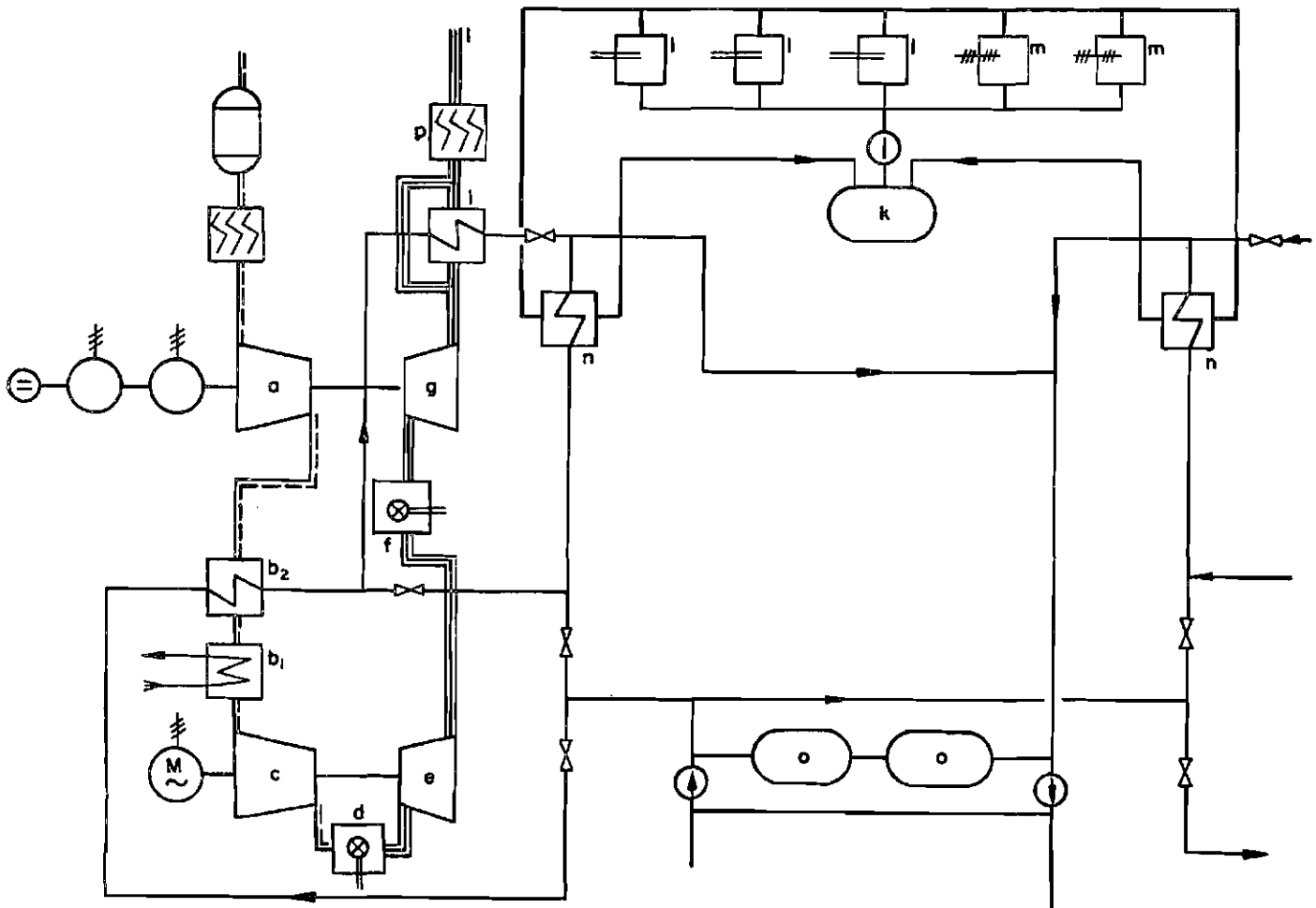
Capacidad . . . . .	17.2 Gcal/hora
Cantidad de agua . . . . .	310 t/hora
Volumen de gases utilizados . . . . .	133 Nm <sup>3</sup> /segundo
Temperatura de los gases de entrada.	293° C
Temperatura de los gases de salida .	180° C

*Calderas adicionales*

Presión de servicio . . . . .	8 kg/cm <sup>2</sup> (hombre)
Evaporación normal (cada caldera) .	5.4 × 10 <sup>6</sup> kcal/hora
Evaporación máxima . . . . .	6.1 × 10 <sup>6</sup> kcal/hora
Combustible empleado . . . . .	Bunker C
Poder calorífico del combustible . . . .	9 600 kcal/kg

En el último ejemplo citado —utilización de los gases de escape en la industria del cemento— se puede

Gráfico VIII

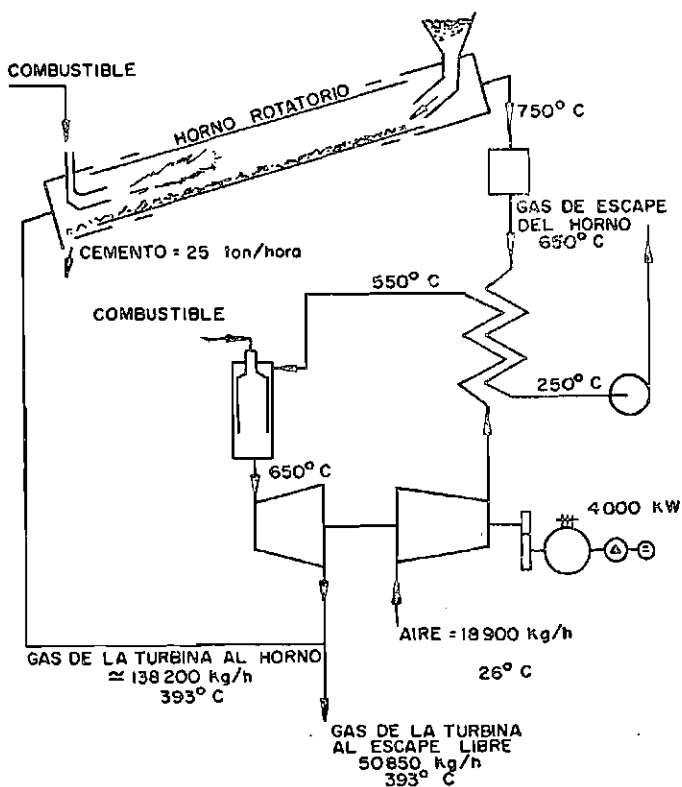


obtener una importante doble recuperación de calor por parte del horno rotatorio y de los gases de escape de la turbina.

Los gases calientes provenientes del horno, abandonan éste a una temperatura de  $750^{\circ}\text{C}$ , pasando en seguida a un separador de polvo, y de allí continúan a un cambiador de calor donde su temperatura desciende de  $650^{\circ}\text{C}$  hasta  $250^{\circ}\text{C}$ . Por este motivo y con el fin de vencer las pérdidas de presión del gas al pasar por el cambiador de calor, hay que instalar un ventilador de tiro inducido. (Véase el gráfico IX.)

Gráfico IX

RECUPERACIÓN DE CALOR DE LOS GASES DE ESCAPE DE LA TURBINA Y RECUPERACIÓN DE CALOR DE LOS GASES DEL HORNO



En el ciclo de la turbina a gas propiamente dicho, se admite aire a la presión atmosférica en un compresor rotativo de flujo axial, obteniéndose una temperatura final para el aire de aproximadamente  $190^{\circ}\text{C}$ . Este aire pasa al cambiador de calor, incrementando su temperatura desde  $190^{\circ}\text{C}$  hasta  $550^{\circ}\text{C}$ ; y así utiliza el calor que proviene de los gases del horno rotatorio. En seguida, el aire es llevado a la cámara de combustión, donde alcanza una temperatura de  $650^{\circ}\text{C}$ . De aquí continúan los gases, como en el ciclo normal abierto, a la turbina a gas, donde son expandidos hasta la presión atmosférica, o la contrapresión de utilización que resulta al ser utilizados con aire de combustión en el horno rotatorio.

Las ventajas inmediatas que reporta la utilización de los gases del horno rotatorio para precalentar el aire antes de entrar en la cámara de combustión, estriba en reducir el consumo de combustible de ésta a 35 por ciento del consumo a plena carga. La turbina, a su vez, es capaz de ahorrar  $12.2 \times 10^6$  kcal/hr al proceso del horno rotatorio. Se señala como una desventaja la construcción del cambiador de calor para la utilización de los gases del horno, debido al alto contenido de polvo de éstos; sin embargo, a este respecto, se han hecho ya notables progresos con sistemas sencillos de eliminación de polvo.

6. Conclusión

Otras muchas aplicaciones pueden encontrarse para el aprovechamiento de los gases de escape de las turbinas a gas. En algunos casos se buscará mejorar el rendimiento termodinámico de la turbina, siempre que se tenga un elevado costo de combustible; en otros, tratará de disminuirse el costo de la energía eléctrica, generada por medio de la producción de vapor como subproducto; en algunos más, en fin, por medio de cambiadores de calor, se cederá energía para gran diversidad de industrias, o se utilizarán los gases de escape en los procesos de combustión de hornos, calderas, etcétera.

En síntesis, el campo para la utilización de los gases de escape es todavía muy amplio y prometedor.

## MÁS POTENCIA A MENOR COSTO

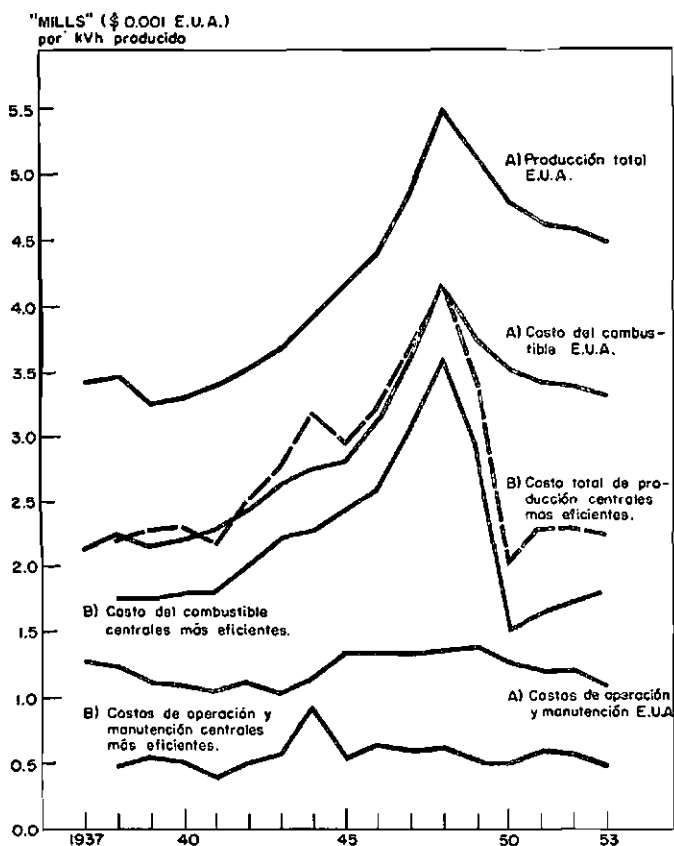
por H. M. Lowenstein \*

El criterio generalmente aceptado para determinar la producción de energía en la industria se refiere precisamente al rendimiento térmico de la central, ya que, en última instancia, puede compararse con el criterio sobre evaluación de costos, siempre y cuando la comparación se establezca sobre la base de combustibles idénticos. Los esfuerzos combinados de fabricantes de calderas, industriales de turbinas o generadores y consultores y diseñadores asociados han logrado realizar mucho en el campo del mejoramiento de la eficiencia durante el período comprendido entre los años 1925-60.

Gráfico I

ESTADOS UNIDOS: COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMPAÑÍAS DE SERVICIO PÚBLICO <sup>a</sup> (CLASE A) Y EN LAS CENTRALES MÁS EFICIENTES <sup>b</sup> (CLASE B), 1937-53

ESCALA NATURAL



<sup>a</sup> Combustibles: carbón, aceite y gas.

<sup>b</sup> Petróleo combustible.

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.5.5.

Pero, ¿qué revelan tales realizaciones? En el gráfico I aparecen los costos de producción para el período comprendido entre los años 1937 a 1953, de todas las empresas de servicio público, Clase A, entrevistadas. Las curvas marcadas con A expresan los promedios de costos totales, de combustibles, y de mantenimiento y operación, de todas las plantas visitadas. Las curvas marcadas con B consignan idénticas cifras de costos, pero sólo para las centrales más eficientes, aunque no necesariamente las de los costos más bajos por cada año mostrado.

Obsérvese cuán sorprendentemente poco han variado los costos de operación y mantenimiento durante los años transcurridos. Los fabricantes de calderas, turbinas y otros dispositivos para centrales termoeléctricas han introducido en el manejo de sus equipos un ahorro de energía humana, durante los últimos 10 a 15 años, que casi compensa los pronunciados aumentos habidos en los costos de mano de obra desde que terminó la segunda guerra mundial. Representa esto un enunciado extraordinario. Sólo unas pocas de las grandes centrales termoeléctricas de la postguerra, que comenzaron a prestar servicios a través del mundo, han reducido su personal de operaciones sobre una base unitaria hasta en un 65 por ciento más que la central de tamaño similar de la segunda década de este siglo. Sin embargo, en general, una reducción de un 50 por ciento del potencial industrial humano es aceptable como promedio representativo para las centrales de hoy comparadas con las de hace 30 años.

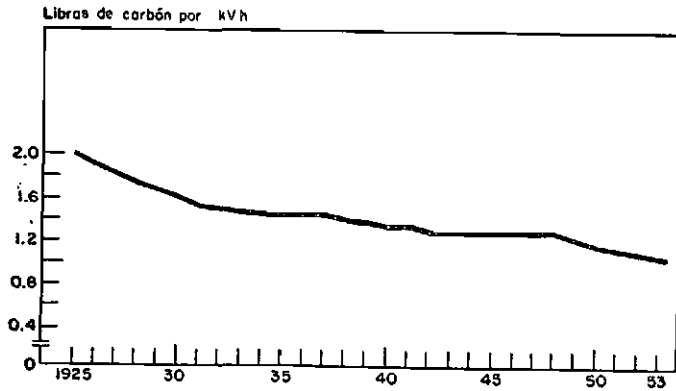
Tal economía integral del potencial industrial humano se realizó en los tableros de dibujo de los fabricantes de equipos. Fueron ellos quienes impulsaron las ideas de construcción por unidades (una caldera por unidad de turbogenerador) de mayores tamaños de unidades (por ejemplo, el generador de un millón de kW se está diseñando ahora), de locales centrales de regulación, de controles automáticos, de operaciones a uno y dos niveles. Los diseñadores de equipos están calculando los Btu finales. Los adelantos que se esperan en el futuro para el ciclo térmico en sí, serán menos espectaculares en término de ganancias sobre una base de porcentajes de la eficiencia general térmica de la central, comparada con la obtenida en el período entre 1925 y 1953, aunque, sin embargo, serán en grado sumo sobresalientes por lo que respecta a la economía de costos, en razón de las continuas fluctuaciones del costo del combustible. (Véase el gráfico II.)

Observando el gráfico I y fijándonos en la relación entre los costos de combustibles y los totales de producción, puede verse que los primeros representan del

Gráfico II

LIBRAS DE CARBÓN<sup>a</sup> POR kWh NETO PRODUCIDO  
POR TODAS LAS COMPANÍAS PÚBLICAS  
Y PRIVADAS, 1925-53

ESCALA NATURAL



<sup>a</sup> Petróleo combustible y gas incluidos como equivalentes del carbón.

50 a casi el 80 por ciento de los últimos. La única manera de economizar sería reduciendo los costos de combustibles. Como quiera que las naciones latinoamericanas son grandes consumidores de petróleo, en comparación con los Estados Unidos, que es el mayor consumidor de carbón, la comparación de los costos de estos dos combustibles es muy útil.

Las plantas diseñadas para ser usadas con diferentes combustibles tienen opción para elegir, pero esta posibilidad de elección está condicionada por los estudios sobre disponibilidades de combustibles, que indicarán lo más conveniente para la vida del equipo. La Estación Silas C. McMeekin, de la South Carolina Electric and Gas Co., es una instalación de ese tipo y nos viene a la mente como ejemplo. Esta central, construida para producir a un costo total de 130 dólares por kW en 1958, fue la más eficiente, en términos de rendimiento térmico general, con relación a las demás plantas conocidas. Funcionaba a carbón, para el uso del cual fue diseñada; actualmente, el gas natural puede obtenerse a un buen precio, y McMeekin está operando ahora con gas, con rendimiento térmico bajo, por relación con los demás tipos de plantas, pero también con un costo menor. La flexibilidad de esta empresa, pues, ha dado resultado. Los países latinoamericanos deben tomar sus decisiones básicas en lo relativo al diseño y equipo que emplearán en sus plantas. Estas decisiones deben basarse en consideraciones múltiples, relacionadas con las disponibilidades de combustible, unidad de tamaño, condiciones vapóricas, mano de obra disponible, y en atención a plantas individuales o colectivas, de propiedad pública o privada, con o sin conexiones entre ellas.

En Inglaterra, para señalar un caso, el Central Electricity Generating Board ha acordado adoptar un grupo de condiciones vapóricas, que se estima son las más prácticas y económicas para la expansión inmediata y futura de la producción de energía en dicho país. Tal

decisión se basó, asimismo, en la determinación de costos comparativos. Ha fijado sus condiciones vapóricas a 2 300 psi, 1 050° F, con recalentamiento intermedio único a 1 050° F. Es posible, empero, que tales condiciones carezcan de tal aliciente una vez que el tamaño de la unidad sobrepase los 200 MV. Pero la estimación se basó en el hecho de que es dable generar con seguridad presiones de hasta 2 300 psi, en calderas diseñadas y bien probadas, como lo corrobora el éxito obtenido en la práctica. Se han obtenido satisfactorios resultados utilizando en la caldera combinaciones ya conocidas de materiales ferríticos y, en ocasiones, austeníticos, al encararse con temperaturas de 1 050° F, siendo innecesario emplear materiales austeníticos en la turbina para tales temperaturas.

Por cierto, tal decisión, por parte de los ingleses, de fijar el máximo de la expansión en 2 300 psi, es sumamente interesante. Una característica muy especial del sistema eléctrico británico es la muy factible interconexión entre estaciones generadoras. La capacidad total instalada e interconectada de tal manera pasa de los 32 000 MV y aumenta a un promedio del 7 al 8 por ciento anual. Tal sistema de interconexión, como los ingleses reconocen con toda franqueza, podría utilizar fácilmente una monoturbina con una capacidad de hasta 500 MV. Dicha unidad representaría sólo el 1.56 por ciento de la capacidad total instalada.

De acuerdo con los informes ingleses, el sistema interconectado más grande de los Estados Unidos es de 12 000 MV. Como se sabe, varios de los sistemas de energía norteamericanos aprovechan las ventajas del mejoramiento de los costos de las unidades mayores, colocando en dichos sistemas turbogeneradores compound cruzados de 375 MV y más. En el gráfico III se muestra un diagrama de un estudio inglés relativo a estas ventajas en costos.

Ahora bien, existen también otros factores indispensables, además del bajo costo inicial por unidad de capacidad, que influyen sobre la decisión acerca del tamaño o las condiciones de operación de una nueva planta. Por ejemplo, el factor planta o central. En el sistema norteamericano de interconexión, el factor central es importantísimo, de manera que la mayor parte de la capacidad disponible está en uso continuamente, pudiéndose por tanto hacer frente al trabajo con mayores unidades. De hecho, el factor planta o central, como criterio de medida, es de gran significación. En los Estados Unidos los factores de centrales representan más del doble de lo que eran hace treinta años. Las centrales latinoamericanas no disfrutaban actualmente de centrales con tales alicientes. Pero, a medida que aumente la disponibilidad de potencia, la experiencia práctica obtenida a través del mundo indica que surgirá un interés pronunciado en su utilización, y, por ende, que incidirá sobre el factor central.

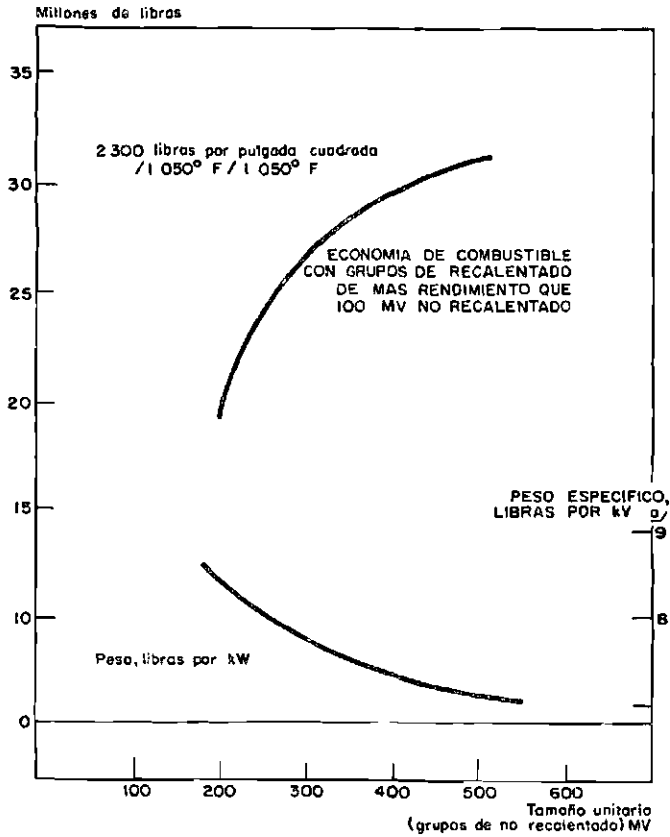
Todos reconocemos que no existen dos aplicaciones de calderas que se asemejen. A través de Latinoamérica, el petróleo es el combustible que predomina. Dicho combustible impone sus propias limitaciones, es-

Gráfico III

CENTRAL DE 200 MV

(Factor de carga = 60 %. Duración = 30 años. Rendimiento de la caldera = 89 %. Al tipo de 5 1/2. 5 % de la capacidad utilizada por elementos auxiliares. £ 0/70/0 por tonelada de carbón de 10 000 BTU por libra, valor calorífico. Unidad de referencia de 100 MV, 1 500 presión de trabajo/1 050° F no recalentado)

ESCALA NATURAL



a Central turbo-alternadora menos calentadores de agua de alimentación y equipo condensador.

pecialmente en lo que se refiere a condiciones de temperaturas de trabajo. El petróleo con alto porcentaje de azufre requiere por ejemplo, una protección del recalentamiento del aire. La temperatura del extremo frío del metal en los diseños actualmente conocidos de recalentadores de aire, debe ser regulada de manera

que se mantenga por encima de la temperatura de punto de rocío del gas que cubra las cargas de la caldera.

Los problemas concernientes a petróleos combustibles, especialmente a los que contienen significativas cantidades de azufre y vanadio, han sido estudiados en diferentes ocasiones. Es posible que la investigación más completa que se haya hecho al respecto sea la realizada por el Bureau of Standards, en la que se encontró que, sea cual sea el compuesto de vanadio que contenga un petróleo determinado, el radio de temperatura donde tal compuesto pudiera convertirse en problema, en lo que se refiere a sus gases de combustión, es de aproximadamente 1 100° F o más. Ello quiere decir que el límite máximo para el vapor deberá ser de 1 000° F. De manera que un diseño prudencial fijaría tal límite de temperatura como el máximo permisible para cualquier prototipo de diseño de condiciones vaporicas análogas a las británicas CEGB. Existen, sin embargo, otras condiciones que es preciso satisfacer en todo planeamiento a largo plazo.

Los auxiliares que han de influir en, y hasta quizás alterar, eventualmente, el comportamiento característico usual de las impurezas que contienen los petróleos, tales como vanadio, azufre, etc., son actualmente objeto de intenso estudio.

Aún más, también los campos de aplicación, junto con el estudio de los distintos implementos, han recibido un vigoroso impulso. Todo diseñador de prototipos originales debe conocer estas investigaciones, y tener cabal conciencia de hasta qué punto el desarrollo se verá incrementado por ellas; o, por tanto que, deberá seleccionar con cuidado el criterio para el diseño que adoptará.

Ciertamente, no podemos terminar sin antes hacer un comentario sobre inter-conexiones. En Monterrey, N. L., México, la Planta Eléctrica Grupo Industrial, es un combinado de una docena o más de centrales industriales que han interconectado eléctricamente sus centrales individuales, para poder suministrar una carga combinada a un factor de central que proporcione un sistema económico de suministro de energía. Como se hubo de mencionar al comienzo de este artículo, Inglaterra ha ido aún más allá, estableciendo un sistema interconectado eléctrico a través del país entero. En el continente europeo puede ofrecerse como ejemplo cierto número de sistemas interconectados, o de redes de energía eléctrica, de consorcios o combinados industriales de energía, tanto públicos como privados.

## ECONOMÍA DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN

por F. D. Wilson \*

¿De qué modo han influido sobre la economía actual los procesos de combustión, y en qué forma afectan a nuestras plantas de servicio público? Con el objeto de actualizar nuestro conocimiento sobre esta materia, sería conveniente pasar revista a la historia de la actividad de las empresas de servicio público.

La primera planta de servicio público que se levantó en las Américas, fue la central Pearl Street de Nueva York, construida por Thomas A. Edison, en 1882.

Las unidades generadoras de vapor de esta planta eran alimentadas a mano, con carbón bituminoso depositado sobre parrillas estacionarias y el único método de control de la combustión que se conocía entonces era el regulador de tiro de la caldera. Esto se tradujo en una combustión deficiente. No se contaba con instrumentos para medir la eficiencia de la combustión, ni se podía pensar en controlar —como ocurrirá después— la limpieza de las superficies internas mediante tratamientos adecuados del agua de alimentación. La limpieza de las superficies exteriores de calentamiento era escasa o inexistente, y el resultado tenía que ser naturalmente negativo: un consumo de cerca de 10 libras de carbón por kWh.

Durante los siguientes veinte años se hicieron ciertos progresos, sin embargo, merced a la invención del alimentador automático. Este era del tipo de alimentación superior y dependía de un ventilador para el suministro de un tiraje forzado, sistema que aumentaba la capacidad de combustión de la unidad generadora de vapor. Durante este período fue inventado y puesto en servicio el rascatubos de turbina, un raspador mecánico que servía para eliminar las incrustaciones acumuladas sobre las superficies internas de calentamiento de la caldera. Esto aumentó la eficiencia de las superficies de absorción de calor, y, asociado al alimentador automático, dio por resultado un consumo de carbón de alrededor de 6.7 libras por kWh.

Entre 1902 y 1922, muchos adelantos contribuyeron a la economía del ciclo de vapor, a saber, el empleo del recalentamiento, el tratamiento del agua de alimentación de la caldera mediante el uso de compuestos químicos, las lanzas de vapor para la limpieza de las superficies externas de calentamiento y el alimentador automático inferior.

Con el alimentador automático inferior, el carbón crudo era introducido por debajo de la capa de combustible encendido. Los gases volátiles procedentes de este carbón, al mezclarse con el aire debajo de la capa de

combustible, se inflamaban entre los carbones encendidos. Se dosificaba el aire de combustión en cierto grado, empleando un medidor de CO<sub>2</sub>. Además, para graduar el suministro de combustible y de aire, se usaba a veces una forma rudimentaria de control automático de regulación, gobernado por la elevación y descenso de la presión de la caldera. Estos adelantos combinados dieron por resultado un consumo medio de combustible de cerca de 2 ½ libras de carbón por kWh.

El decenio comprendido entre 1922 y 1932 aportó numerosos dispositivos nuevos. El petróleo, que había sido empleado con anterioridad en quemadores poco perfeccionados fue utilizado por primera vez en un quemador circular. El petróleo era volatizado a presión, proyectándolo dentro de una corriente de aire turbulento, de modo que se entremezclase bien el combustible y el aire, lo que, por cierto, se traducía en una elevada eficiencia de combustión.

Basados en su éxito con los quemadores a petróleo, los ingenieros comenzaron a hacer experimentos con la pulverización del carbón, a fin de obtener un proceso de combustión equivalente al empleado con el petróleo. El carbón era primero triturado y, luego, colocado en un pulverizador, consistente en un tambor lleno de bolitas de acero o trocitos de hierro viejo. Al girar el cilindro horizontalmente, la interacción del carbón y del metal pulverizaba al primero. Una corriente de aire barría el molino y trasladaba el carboncillo al quemador, en donde, a su vez, otra corriente secundaria de aire era introducida en torno al carbón y a la primera corriente de aire. La mezcla resultante ardía con una eficiencia de combustión superior a la que se había alcanzado mediante otros métodos usados anteriormente.

Al mismo tiempo, se registraban aumentos en la presión del vapor y en la temperatura de recalentamiento, agregándose a la caldera trampas de calor, tales como los economizadores y calentadores de aire. Hacia el término de este período, la capacidad de las unidades se había ampliado desde las unidades primitivas de 120 kW a unidades de 100 000 kW. Con la elevación de la presión y temperatura de la unidad, el tratamiento del agua de alimentación adquirió mayor importancia y se introdujeron mejores sistemas de purificación del agua de alimentación, dando por resultado superficies internas más limpias y la posibilidad de alcanzar tasas más elevadas de absorción de calor. Se introdujo en el lado externo de la superficie de calentamiento el método de sopladores de hollín de vapor accionados mecánicamente, lo cual mejoró en gran medida las cualidades de absorción de calor de la cal-

\* Documento ST/ECLA/Conf.7/L.5.2.

dera. Todas estas mejoras se tradujeron en una rebaja del consumo por kWh a un promedio de 1.5 libras.

El período 1932-1942 fue de consolidación y perfeccionamiento de los métodos ya en uso. La aplicación de la soldadura por fusión en los cilindros de las calderas posibilitó la obtención de presiones de vapor mucho más elevadas. El mejoramiento de los materiales de aleación permitió que se obtuvieran temperaturas de recalentamiento de vapor más elevadas. El tratamiento del agua de alimentación había mejorado a tal punto, que era posible incorporar paredes enfriadas por agua en todos los tipos de hogar, eliminando con ello la cámara de paredes refractarias, de elevado costo de conservación. De esta manera, temperaturas del hogar mucho más elevadas, determinaron una mayor eficiencia en la combustión. Fue entonces posible llegar a unidades generadoras de mayor capacidad, y en lugar de emplear muchas calderas para cada turbina, bastó con una caldera y una turbina por unidad; este hecho simplificaba grandemente el control y operación.

En este mismo período, los medidores de combustión y el equipo automático de control experimentaron un perfeccionamiento de tal envergadura, que una caldera de gran tamaño podía ser controlada mediante instrumentos y entrar en funciones con una eficiencia igual a la que anteriormente sólo se había alcanzado durante cortos períodos de prueba. Hacia el término del decenio, la eficiencia media aumentó de tal modo que se podía generar 1 kW con un gasto de cerca de 1.33 libras de carbón.

En 1942 se introdujo un nuevo tipo de equipo de combustión, denominado hogar ciclónico. El carbón que ha sido triturado, pero no pulverizado, es quemado en un fogón cilíndrico de 5 a 10 pies de diámetro, dispuesto en forma horizontal. Se introducen carbón y aire con movimiento ciclónico en un extremo y se hacen girar en torno a la periferia interna del hogar ciclónico. El aire secundario que penetra tangencialmente en la corriente de carbón y aire aumenta el movimiento giratorio de las partículas de carbón. Ardiendo a elevadas temperaturas, la ceniza del carbón se transforma por fusión en una escoria líquida hasta formar una capa sobre las paredes del ciclón. Las partículas del carbón que entra son lanzadas hacia las paredes y se adhieren a la escoria, y el aire secundario barre a elevada velocidad el carbón encendido y la escoria. Los gases, casi exentos de escoria, se descargan hacia el fogón adyacente de la caldera; la escoria fundida se escurre hacia la parte inferior del hogar ciclónico, desde donde es rechazada, a través del hogar de la caldera. Este método de quemar carbón no sólo alcanza un alto grado de eficiencia de combustión debido al menor volumen de aire excedente que se necesita, sino que reduce aún más las pérdidas por carbón sin quemar y atrapa las cenizas volantes; de esta manera, es muy pequeña la cantidad que abandona la unidad a través de la chimenea, en forma de ceniza volante. De hecho, las chimeneas de las calderas alimentadas a carbón que uti-

lizan el hogar ciclónico están casi tan exentas de productos susceptibles de contaminar la atmósfera como las de las calderas alimentadas a petróleo. El progreso realizado en la eficiencia de la combustión a causa del empleo del hogar ciclónico y del perfeccionamiento del control automático, han dado por resultado una eficiencia óptima de combustión; juntamente con el aumento de la presión, las altas temperaturas de calentamiento y el ciclo de recalentamiento, la eficiencia del ciclo es tan alta que, hoy en día, equivale a cerca de 0.80 libras de carbón por kWh como término medio en las centrales de servicio público.

El cuadro 1 resume las eficiencias térmicas medias de este período.

**Cuadro 1**

**EFICIENCIAS TÉRMICAS MEDIAS EN CENTRALES DE SERVICIO PÚBLICO**

Año	BTU/kWh	Cal/kWh	Eficiencia térmica (Por ciento)
1882 . . . . .	138 000	35 000	2.48
1902 . . . . .	92 500	23 200	3.70
1922 . . . . .	34 500	8 550	9.90
1932 . . . . .	20 700	5 200	16.50
1942 . . . . .	18 400	4 640	18.50
1952 . . . . .	15 300	3 860	22.30
1960 . . . . .	11 200	2 800	30.70

Al considerar el proceso de combustión a lo largo de este período, desde que se instaló la primera central de servicio público hasta el momento presente, podemos evaluar los factores que más han influido sobre la economía; ellos son: tiempo, turbulencia y temperatura. Tiempo, o sea el lapso que la partícula de combustible permanece en la zona de combustión antes de quedar bajo la influencia enfriadora de la superficie que absorbe calor. Turbulencia, o sea la intensidad con que el combustible y el aire se mezclan durante el proceso de combustión. Temperatura, o sea el grado calórico de la zona de combustión, gobernada en gran medida por la emisión de BTU por pie cúbico de volumen de hogar y la emisión de BTU por pie cuadrado de superficie absorbente de la pared de agua del hogar.

Si echamos una mirada retrospectiva sobre la caldera alimentada a mano de la central Pearl Street, podemos observar en ella que estos tres factores eran de importancia relativamente escasa. Se disponía de muy poco tiempo, ya que las superficies de calentamiento estaban muy cercanas al carbón encendido. Existía poca o ninguna turbulencia, ya que el aire entraba a través de la capa de carbón merced a una corriente natural muy baja. La temperatura en la zona de combustión era relativamente baja, debido a la cercanía de las superficies que absorbían calor y al bajo ritmo de combustión.

Las instalaciones de alimentación automática infe-

rior tenían un volumen de hogar superior al de las superficies de calentamiento colocadas a una mayor distancia de la capa ardiente, lo cual aumentaba el tiempo de combustión de la partícula. Se introducía aire a presión bajo la parrilla y, en algunos casos, a través de toberas por encima de la parrilla, de modo que hubiese en cierta medida turbulencia y mezcla de aire y combustible. Las tasas más elevadas de combustión en el alimentador automático fueron las responsables del aumento de la emisión de BTU y de una mayor temperatura. El alimentador automático alcanzó el punto próximo en la escala ascendente de la eficiencia de combustión.

Con la combustión de carbón pulverizado, se emplearon hogares más grandes y aumentó el factor tiempo. La mezcla del aire con el carbón en el pulverizador y la introducción de aire en el quemador dieron origen a un grado mucho mayor de turbulencia. El mayor tiempo de combustión y la mayor emisión de calor en el quemador eleva con este método las temperaturas del hogar hasta un punto en el cual no podían los refractarios continuar manteniéndose; las paredes de agua hicieron posible el empleo de hogares más pequeños con temperaturas más elevadas. La cantidad necesaria de aire excedente con el carbón pulverizado fue menor que con el alimentador automático, en vista de una mejor turbulencia y mejor mezcla del combustible con el aire en el quemador. El resultado fue una mayor eficiencia de combustión.

En el hogar ciclónico el carbón está obligado a desplazarse siguiendo una trayectoria helicoidal a través del fogón, aumentando de esta manera el tiempo de retención en la zona de elevada temperatura para estimular una combustión completa. El aire pasa por sobre el carbón encendido a gran velocidad, produciendo el máximo de turbulencia, mezclando el aire de exceso requerido para la combustión, que queda reducido a un mínimo. El hogar ciclónico, aunque se emplea principalmente para quemar carbón, ha resultado igualmente satisfactorio y adaptable para los combustibles de petróleo y gasolina. Con las tres T—tiempo, turbulencia y temperatura casi al máximo— el hogar ciclónico proporciona la última palabra en cuanto a eficiencia de combustión en nuestro tiempo.

La eficiencia de combustión se determina mediante el análisis del gas de combustión y de la ceniza, con el objeto de establecer si hay carbono sin quemar. En el

**Cuadro 2**  
EFICIENCIA RELATIVA DE COMBUSTIÓN  
(Porcientos)

	Carbono sin quemar	Aire de exceso	Vol. de CO <sub>2</sub>
Alimentación a mano . . .	4.0 - 6.0	100 - 150	8 - 10
Alimentadores automáticos	2.5 - 3.0	45 - 100	10 - 13
Carbón pulverizado . . .	0.5 - 1.5	20 - 45	13 - 14
Hogar ciclónico . . . .	0.25 - 0.5	15 - 20	14 - 14.5

análisis del gas de combustión, el CO<sub>2</sub> es un indicio de que la combustión ha sido completa y el O<sub>2</sub> de la cantidad de aire de exceso empleado para obtener una combustión completa. El mejoramiento a través del período transcurrido entre el hogar alimentado a mano y el hogar ciclónico se ilustra en el cuadro 2.

Hoy en día, cuando contemplamos la construcción de nuevas centrales en América, se puede sacar partido de casi 80 años de experiencia en empresas de servicio público. Ahora es posible contar con modernas unidades de calderas dotadas de los procesos de combustión más eficientes.

El planeamiento de la instalación inmediata del equipo más moderno es posible para una población que, hasta ahora, no haya experimentado más que con equipo anticuado.

Habrà podido observarse que, a lo largo de este estudio sobre la economía de las centrales de energía, se ha insistido no sólo en los procesos de combustión sino también en la importancia que tiene conservar las superficies que absorben calor en el estado de máxima limpieza posible, tanto interna como externamente. Todo aquél que pretenda instalar unidades generadoras de vapor modernas y de elevada eficiencia, debe esmerarse grandemente en el diseño de un sistema, lo más completo y moderno posible, de tratamiento de agua de alimentación, pero también debe emplear el mejor método de conservación y limpieza de las superficies externas de calentamiento.

Contando con un equipo en proceso de mejoramiento constante, merced a un número y calidad creciente de ingenieros y hombres de ciencia, se perfila un brillante futuro para las instalaciones generadoras de electricidad en Latinoamérica.



# PLANEAMIENTO, RENTABILIDAD Y COSTOS DE INSTALACIÓN DE PLANTAS TERMOELÉCTRICAS A VAPOR

por S. Kriese \*

## 1. Limitación de los estados de vapor vivo en lo que al material se refiere

Los estados del vapor vivo quedan limitados por la resistencia al calor de los materiales disponibles. Los conductos de vapor vivo y los tubos calentados al final del recalentador en la caldera tienen que sufrir la máxima sollicitación y son determinantes para la elección del estado de vapor vivo.

Para cada caso que se presenta podrán elegirse las relaciones del vapor vivo según indicaciones de tablas y gráficos técnicos pertinentes contra la formación de cascarilla. El límite superior para los datos del vapor vivo se deduce del margen de empleo del material respectivo que aún pueda emplearse para los tubos de recalentadores bajo condiciones económicas. Otra limitación de los estados de vapor vivo está determinada por el margen de aplicación de los aceros de tubos para los conductos del vapor vivo, debiéndose tomar en consideración, junto con las características de resistencia, el plazo de entrega de los tubos, con la relación debida de los diámetros en cada caso considerado.

Por lo que a la turbina se refiere existen limitaciones de los estados de vapor vivo motivadas por el material con respecto a la resistencia de las partes de admisión.

Para las relaciones máximas posibles del vapor vivo deben distinguirse dos grupos de materiales, a saber: aceros ferríticos y aceros austeníticos.

En el planeamiento de plantas termoeléctricas a vapor deben ser tomadas en cuenta, fuera de los diferentes costos y magnitudes de resistencia, todas las demás propiedades de los dos grupos de materiales antes citados.

La decisión de conseguir rentabilidades cada vez más crecientes en la construcción de centrales termoeléctricas a vapor, dará lugar a presiones y temperaturas cada vez mayores y, por consiguiente, al empleo del recalentamiento intermedio.

## 2. Limitación de los estados de vapor vivo en turbo-grupos sin recalentamiento intermedio

Un factor muy importante en la elección de las condiciones posibles del vapor vivo máximo, lo tenemos en los últimos escalones de la turbina. En atención a la estabilidad y resistencia de los álabes de turbina podrá admitirse, en este caso, una humedad del vapor

de 12 a 13 por ciento aproximadamente. De aquí se deduce que con las temperaturas usuales del vapor vivo, sólo podrán ser dominadas presiones del vapor vivo de 100 a 110 atmósferas efectivas aproximadamente en la entrada de la turbina y con circuitos térmicos sin recalentamiento intermedio. La presión límite exacta para turbinas sin recalentamiento intermedio depende de la presión en el condensador y, por lo tanto, de la temperatura del agua refrigerante, así como también del rendimiento de la turbina, que debe ser determinado separadamente para cada caso particular.

## 3. Rentabilidad por el precalentamiento del agua de alimentación

De gran importancia para la economía térmica por el precalentamiento regenerativo del agua de alimentación, es la temperatura final del agua de alimentación y el número de escalones de precalentamiento. Mayores detalles sobre el valor óptimo termotécnico para el planeamiento de plantas precalentadoras de agua de alimentación, podrán verificarse en los gráficos I y II.

Por comparaciones, podrá demostrarse que la economía posible por el precalentamiento del agua de alimentación en plantas sin recalentamiento intermedio, resulta mucho mayor que en las previstas de recalentamiento intermedio. La razón de este hecho es la siguiente:

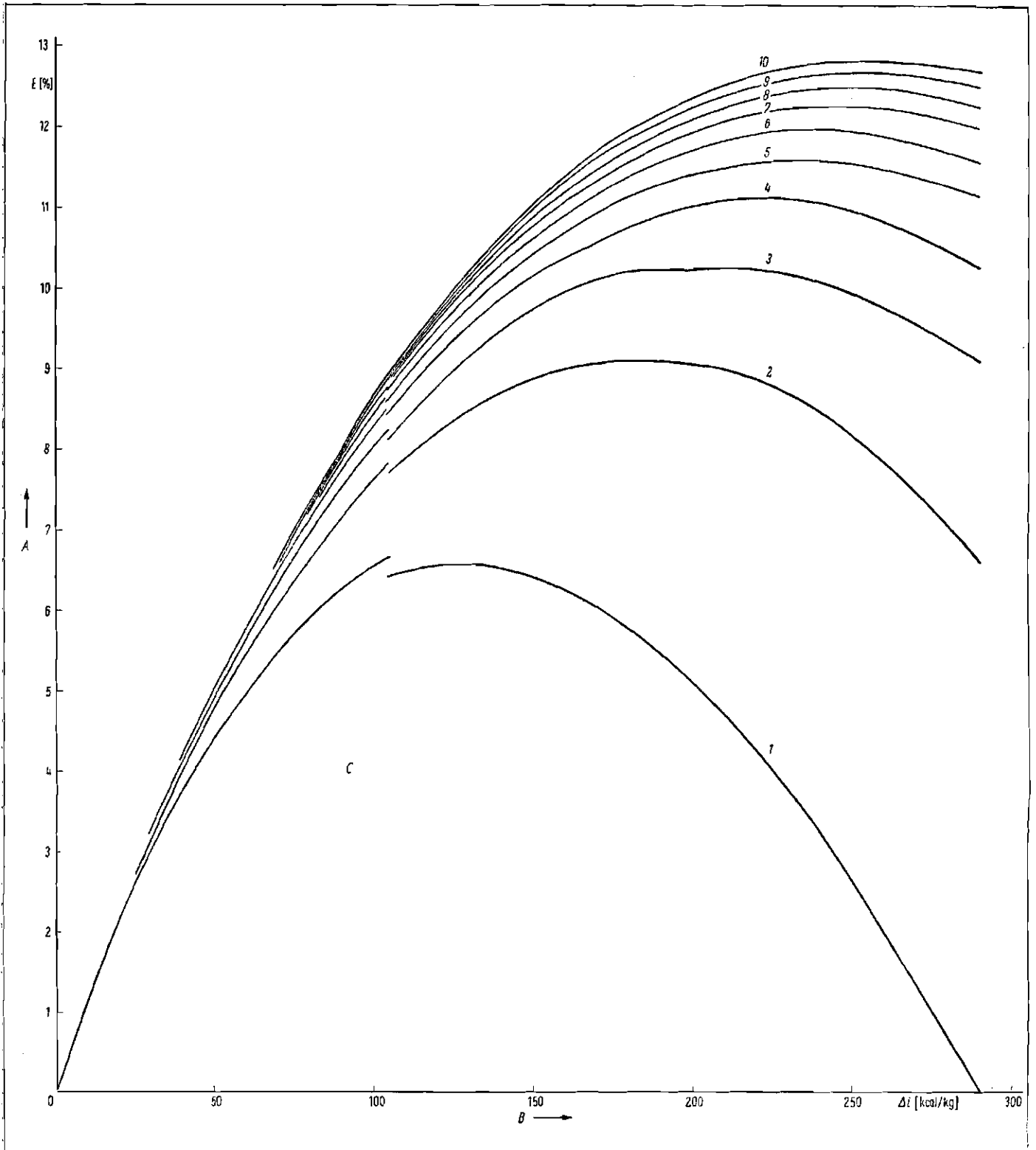
El ciclo térmico se aproxima mucho al proceso ideal Carnot de una máquina exenta de pérdidas, gracias al recalentamiento intermedio y al precalentamiento del agua de alimentación. Como quiera que por el calentamiento intermedio se obtiene ya una parte de la mejora prácticamente posible en el ciclo térmico, la parte de la mejora posible mediante el precalentamiento del agua de alimentación es menor en las plantas con recalentamiento intermedio. En suma, será mayor la mejora del consumo específico de calor por el precalentamiento del agua de alimentación más el recalentamiento intermedio, si se la compara con la mejora por precalentamiento del agua de alimentación sin recalentamiento intermedio bajo condiciones de servicio, iguales para ambos casos.

El recalentamiento intermedio trae consigo, además, las siguientes mejoras remarcables.

a) Humedad del vapor más reducida en los últimos escalones de la turbina, mejorándose así el rendimiento interior de la parte de baja presión;

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.2.13.

**Gráfico I**  
**EFFECTO DEL PRECALENTAMIENTO DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN SOBRE EL CONSUMO ESPECÍFICO**  
**DE UNA PLANTA**  
*(Sin recalentamiento intermedio)*  
 ESCALA NATURAL



A Economía en el consumo de calor.

B Diferencia de entalpía por los precalentadores.

C Carga óptima/máxima: 50/64 MW.

Vapor vivo en la entrada de la turbina: 111 at. abs. 535°C.

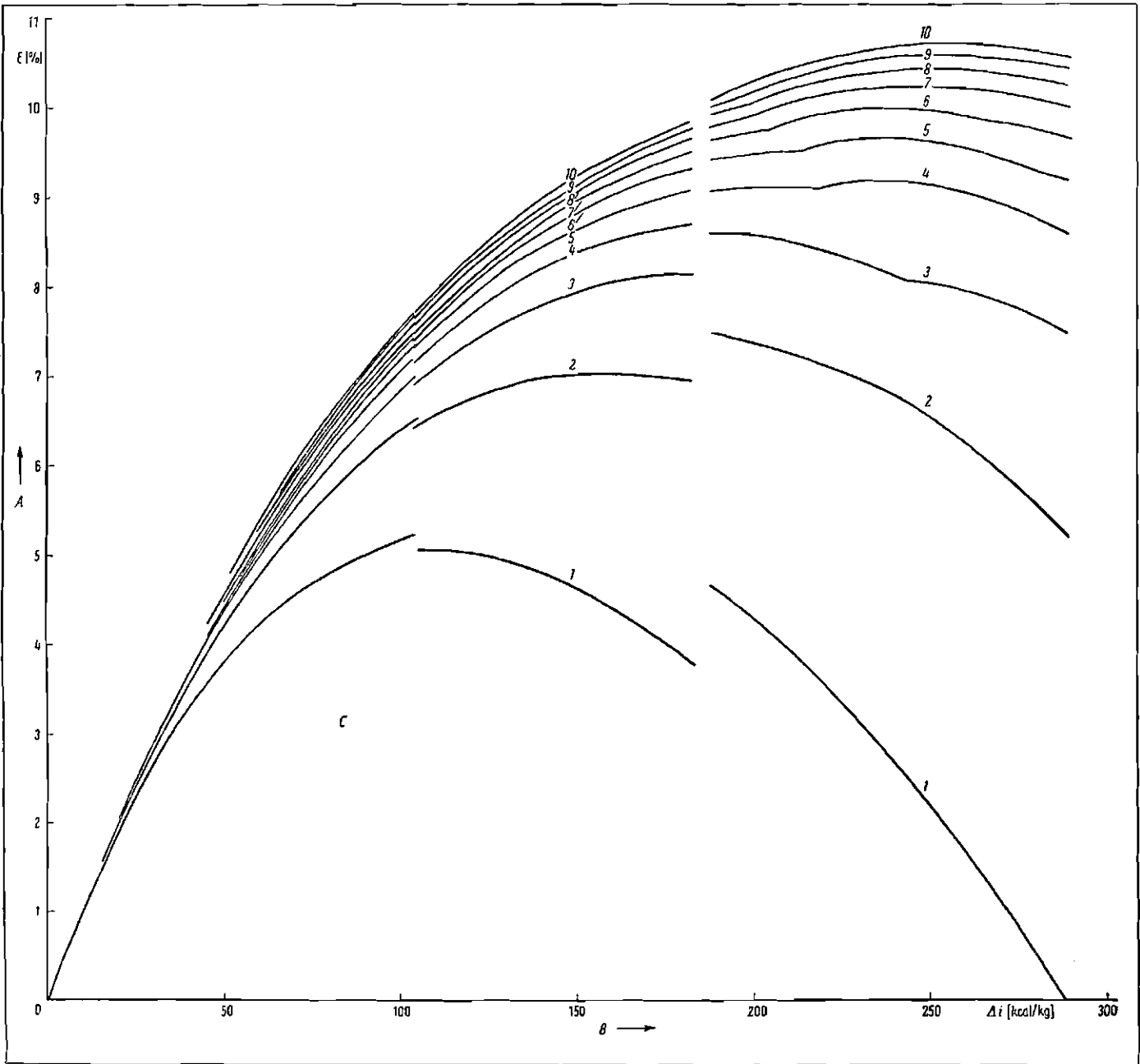
Presión en el condensador: 0.06 at. abs.

**Gráfico II**

**EFEECTO DEL PRECALENTAMIENTO DE AGUA DE ALIMENTACIÓN SOBRE EL CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR DE UNA PLANTA**

(Con un solo recalentamiento intermedio)

ESCALA NATURAL



A Economía en el consumo de calor.

B Diferencia de entalpía por los precalentadores.

C Carga óptima/máxima: 50/64 MW.

Vapor vivo en la entrada de la turbina: 111 at. abs. 535°C.

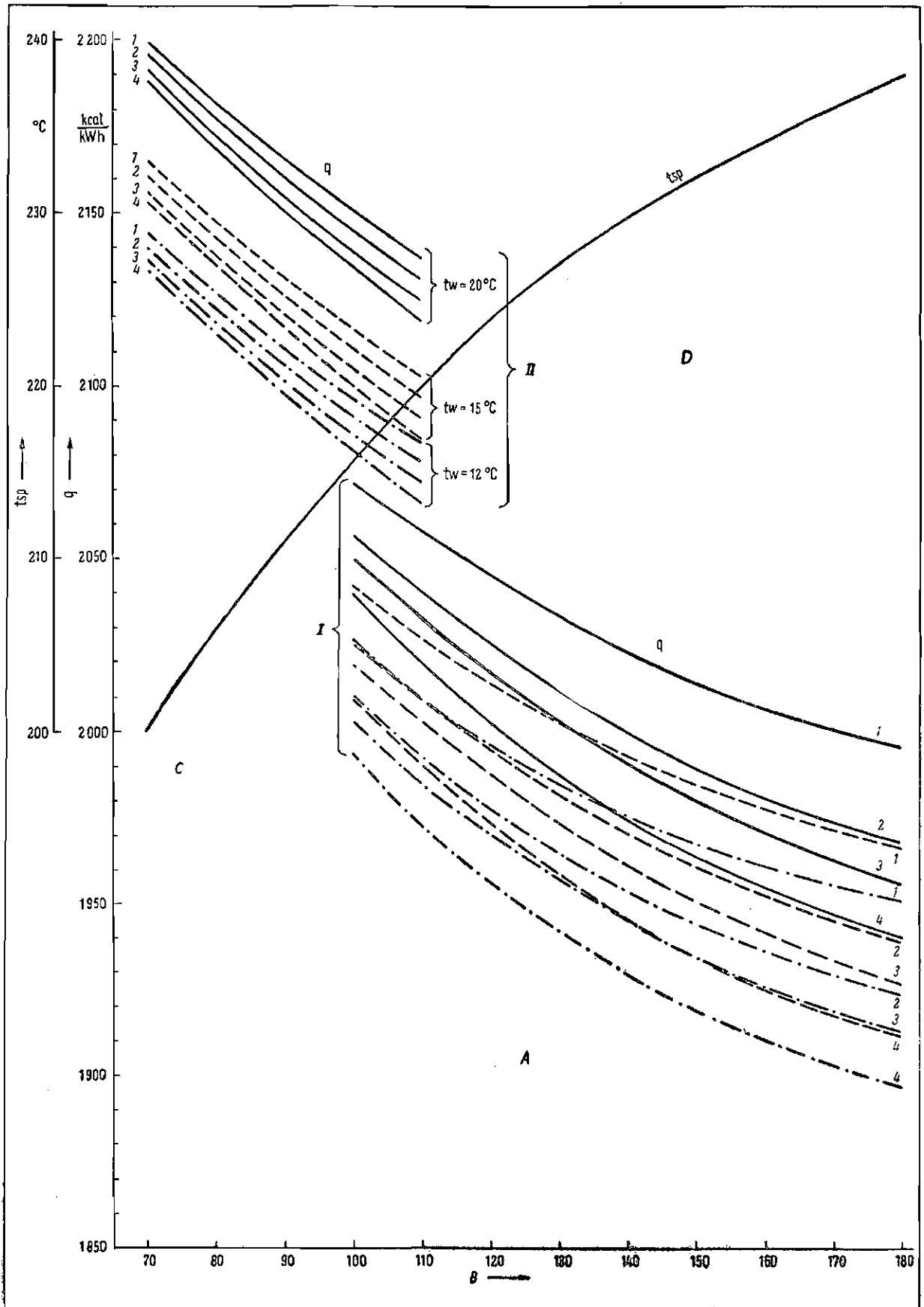
Presión en el condensador: 0.06 at. abs.

Recalentamiento: 26.0/23.5 at. abs. a 540° C.

Gráfico III

VALORES MEDIOS DEL CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR DE GRANDES PLANTAS DE TURBINAS DE CONDENSACIÓN CON CARGA ÓPTIMA (87 POR CIENTO DE CARGA MÁXIMA)

ESCALA NATURAL



Véase la leyenda en la página siguiente.

b) Cantidad de vapor vivo más reducida; por esta causa, podrá empeorarse el rendimiento interior de la parte de alta presión, pero bajará, sin embargo, el consumo propio de la bomba de alimentación de la caldera;

c) Cantidad de vapor de escape más reducida; por consiguiente, se necesita menos agua refrigerante, obteniéndose así un consumo propio más reducido de las bombas del agua refrigerante y del condensado.

En vista del gran número de factores de influencia, podrá obtenerse una economía en el consumo de vapor por recalentamiento intermedio en 3.5 a 4.5 por ciento, según las condiciones dadas en cada caso.

#### 4. Datos para el dimensionado de plantas termoeléctricas a vapor

Aparte del recalentamiento intermedio y del precalentamiento del agua de alimentación para el mejoramiento del circuito térmico (y, por consiguiente, del consumo específico de calor) deben examinarse concienzudamente otros factores, a saber: diferencia de temperatura de los precalentadores del agua de alimentación, conexión y dimensionado de los refrigeradores de vapor y del condensado, la aplicación de turbinas alimentadas por vapor de toma para el accionamiento de las bombas de alimentación de las calderas, de refrigeradores de aceite, de  $H_2$  y otros por el estilo.

#### 5. Consumo específico de calor en las plantas termoeléctricas a vapor

De suma importancia en el planeamiento de plantas termoeléctricas a vapor, es el consumo específico de calor. Limitándose a la diferenciación de algunos factores de influencia esenciales, el diagrama del gráfico III dará una idea muy clara y fundamental sobre el consumo específico de calor para un campo de aplicación relativamente amplio de plantas termoeléctricas a vapor. Decisivos para el consumo de calor de la planta total, aparte de la planta de turbina misma, son la caldera y los accionamientos para el consumo pro-

pio. Para la hulla se obtiene, en plantas mayores, un rendimiento óptimo de carga de la caldera, que oscila entre el 88 y 93 por ciento, según la clase del hogar y la calidad del combustible. Para la parte variable de los servicios propios es decisivo el consumo de potencia de la bomba de alimentación de la caldera (2 a 4 por ciento aproximadamente). Como prorrata de los servicios propios puede calcularse, usando carbón como combustible, con un valor aproximado de unos 3.0 a 4.5 por ciento, referido a la carga máxima.

#### 6. Consumo específico de calor de todo el bloque de la planta, costos de combustibles y costo de producción por kWh útil en promedio anual

El consumo específico de calor puede variar sensiblemente en plantas iguales de acuerdo con las horas de utilización. Para una planta de 72/80 MW se indica una síntesis sobre el consumo específico de calor en el margen de datos de vapor vivo desde 120 atmósferas efectivas y  $530^\circ C$  hasta 180 atmósferas efectivas y  $565^\circ C$ . (Véase el gráfico IV.) La influencia de la utilización de la planta sobre el consumo específico de calor en el promedio anual puede alcanzar un múltiplo de la influencia del estado de vapor vivo.

En el gráfico V están representados los costos de combustibles por kWh útil en el promedio anual relativamente a las horas de utilización para cuatro variantes del estado de vapor vivo. Para la determinación de los costos de combustible se ha partido de un consumo específico de calor y de un precio para el calor de combustible de 2.95 dólares/Gcal.

El gráfico VI da a conocer los costos de producción del kWh útil en el promedio anual de las barras de alta tensión de la central relativamente a las horas de utilización para 3 distintas cuotas de amortización, a saber:

- 11.746 por ciento (20 años de amortización y 10 por ciento de interés del capital),
- 10.185 por ciento (20 años de amortización y 8 por ciento de interés del capital),
- 8.718 por ciento (20 años de amortización y 6 por ciento de interés del capital).

#### Leyenda de gráfico III

##### A Supuestos:

- Temperatura de vapor vivo en la turbina  $530^\circ C$
- Temperatura de vapor intermedio de la turbina  $530^\circ C$
- Múltiple del agua refrigerante 70
- Número de escalones de los precalentadores del agua de alimentación
  - Plantas sin recalentamiento intermedio 6
  - Plantas con recalentamiento intermedio 7

##### B Presión de vapor vivo delante de la turbina (at. abs.)

- C  $\pm 1^\circ C$  temperatura del agua refrigerante 2.5-3 kcal/kWh
- $5^\circ C$  temperatura del vapor vivo 2.6 kcal/kWh
- $5^\circ C$  temperatura del recalentamiento intermedio 2.2 kcal/kWh
- $5^\circ C$  temperatura del precalentador 2 kcal/kWh

##### D ——— Vacío 0.045 at. abs. ( $t_w = 20^\circ C$ )

- - - - Vacío 0.035 at. abs. ( $t_w = 15^\circ C$ )

—.—. Vacío 0.030 at. abs. ( $t_w = 12^\circ C$ )

$t_w$  = temperatura del agua refrigerante

$t_{sp}$  = temperatura del agua de alimentación con carga óptima

$q$  = consumo específico de calor de la planta de turbinas con carga óptima

1 = planta de 56/64 MW

2 = planta de 70/80 MW

3 = planta de 87/100 MW

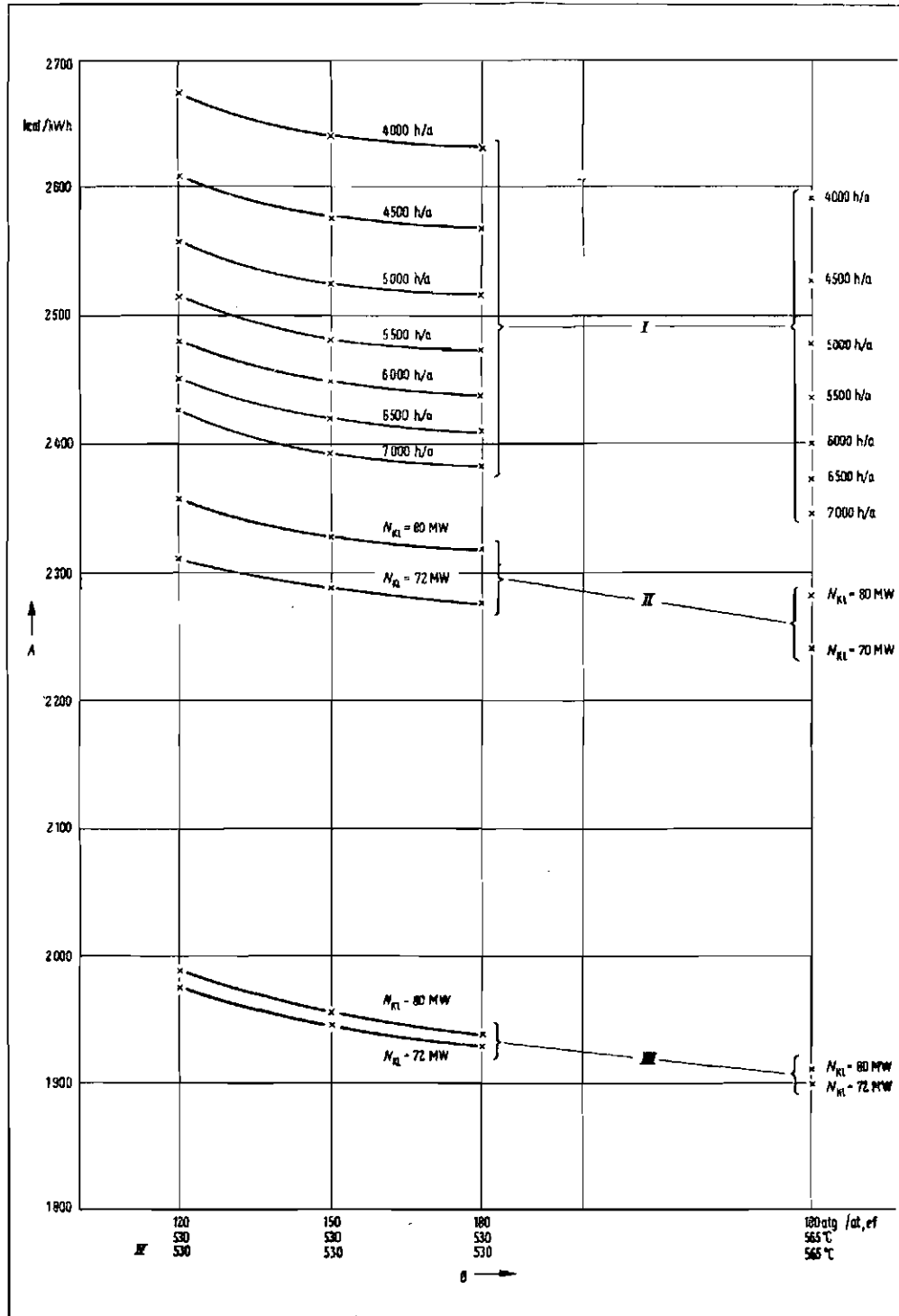
4 = planta de 130/150 MW

consumo específico de calor de la planta de turbinas con carga óptima

I Plantas con un solo recalentamiento intermedio

II Plantas sin recalentamiento intermedio.

**Gráfico IV**  
**CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR EN EL PROMEDIO ANUAL**  
 ESCALA NATURAL



A Consumo específico de calor.

B Estado de vapor vivo delante de la turbina.

I Bloque en conjunto en el promedio anual.

II Bloque en conjunto con carga óptima o máxima respectivamente.

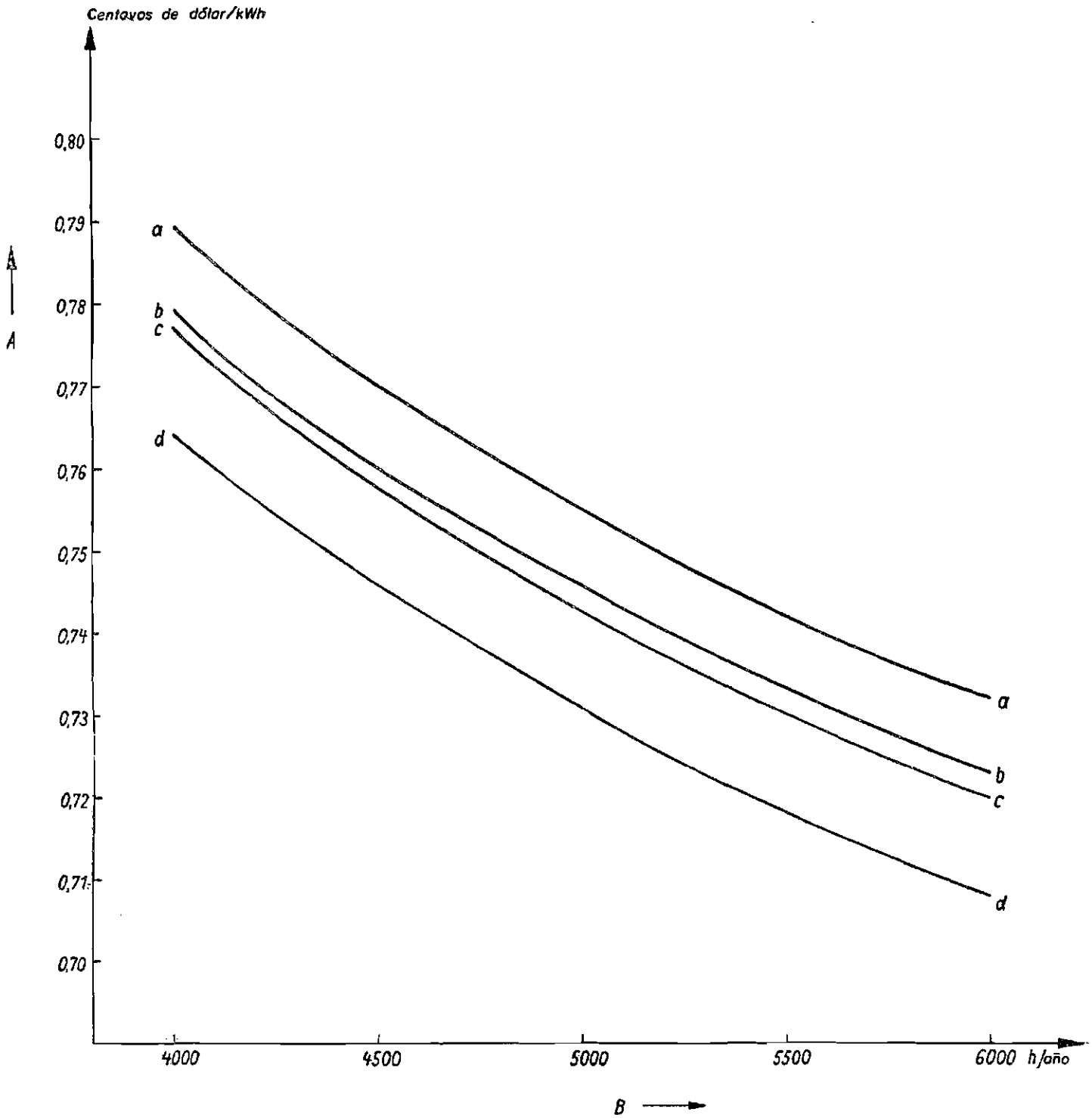
III Turbogrupos con carga óptima o máxima respectivamente.

IV Recalentamiento a

**Gráfico V**

**COSTO DEL COMBUSTIBLE POR kWh ÚTIL EN EL PROMEDIO ANUAL ( $P_w = 12.394 \text{ DM/Gcal}$ )  
DIMENSIONADO 72/80 MW  
(2.95 dólares/Gcal)**

ESCALA NATURAL

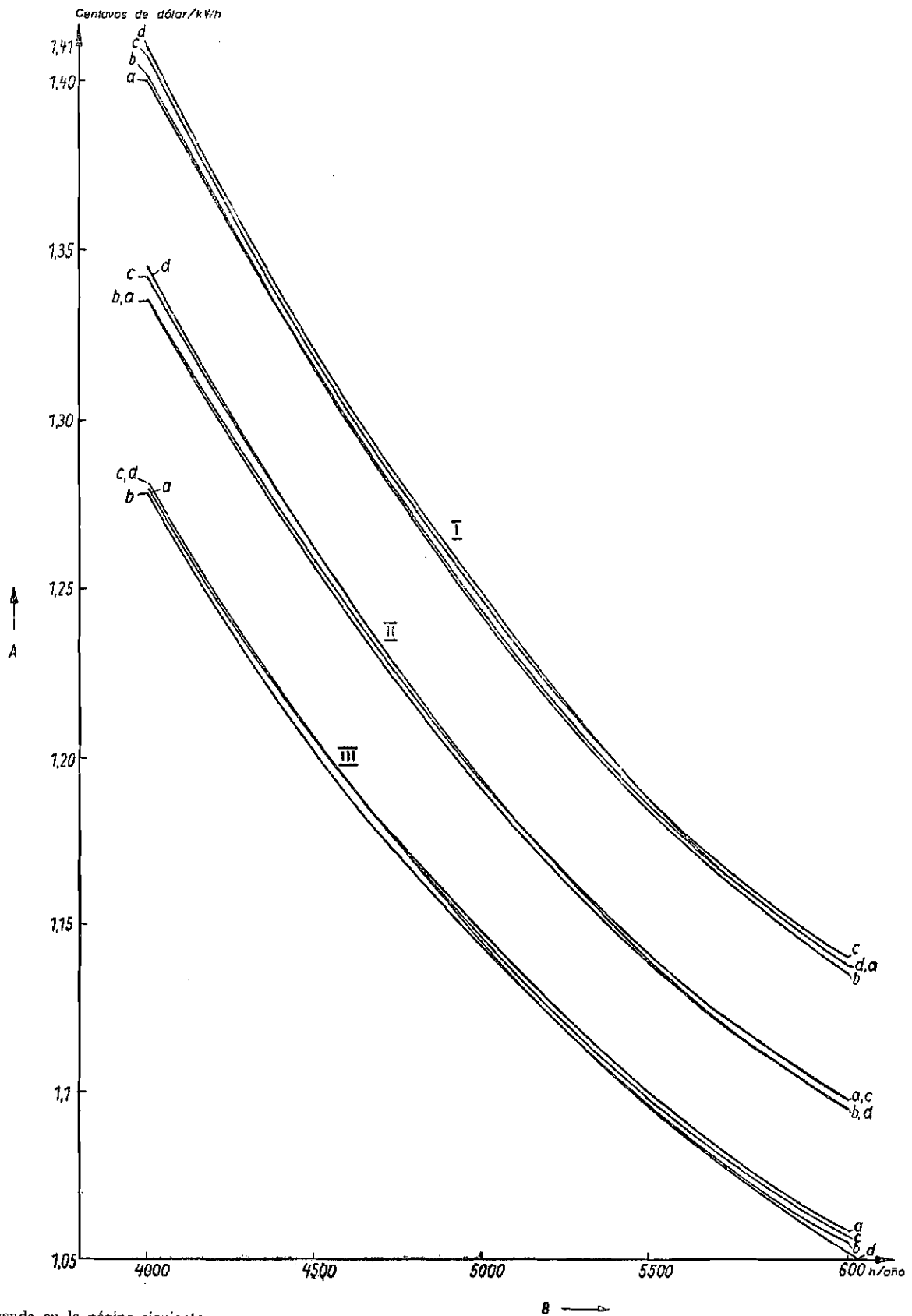


A Costo de combustible por kWh útil en el promedio anual Vapor/kWh  
B Número de horas de servicio h/año  
(referido al trabajo eléctrico útil y potencia útil eléctrica máxima

disponible con servicio puro de condensación)  
a 120 at.ef. — 530/530° C  
b 150 at.ef. — 530/530° C  
c 180 at.ef. — 530/530° C  
d 180 at.ef. — 565/565° C.

**Gráfico VI**  
**COSTO DE PRODUCCIÓN DEL kWh ÚTIL EN EL PROMEDIO ANUAL ( $P_w = 12.394 \text{ DM/Gcal}$ )**  
**DIMENSIONADO 72/80 MW**  
**(2.94 dólares/Gcal)**

ESCALA NATURAL



Véase la leyenda en la página siguiente.



7. Margen medio de fluctuación de los costos de erección de plantas termoeléctricas a vapor

Para la determinación del promedio anual de los costos de erección en kWh útil deben conocerse, en primer lugar, los costos de erección de la planta.

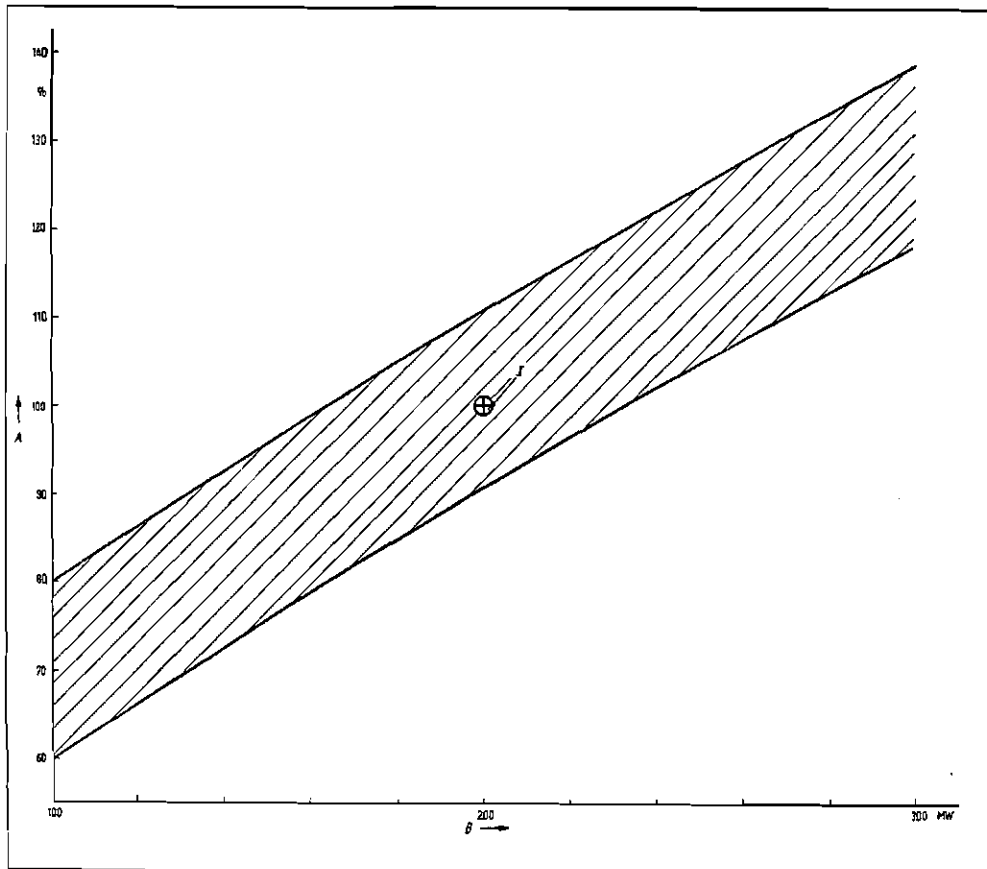
El gráfico VII muestra la tendencia de la relación

entre los costos de erección de la planta y la potencia instalada de los bloques de la planta. El gran margen de fluctuación de los costos de erección se debe a la complejidad de cada uno de los factores que deben ser considerados en el planeamiento de plantas termoeléctricas, factores que pueden variar fundamentalmente de uno a otro caso.

Gráfico VII

FLUCTUACIÓN MEDIA DE LA RELACIÓN DE LOS GASTOS ABSOLUTOS DE UNA CENTRAL CON PLANTAS DE CONDENSACIÓN DE CONEXIÓN EN BLOQUE DE DOS TURBINAS Y DOS CALDERAS

ESCALA NATURAL



A Relación del costo absoluto en %.

I Punto de referencia.

B Potencia instalada en MW.

Leyenda del gráfico VI

A Costo de producción del kWh útil

Vapor/kWh

a 120 et.ef. — 530/530° C

B Número de horas de servicio

h/año

b 150 et.ef. — 530/530° C

c 180 et.ef. — 530/530° C

d 180 et.ef. — 565/565° C

(referido al trabajo eléctrico útil y potencia útil eléctrica máxima disponible con servicio puro de condensación)

I Cuota de amortización 11.746 %

II Cuota de amortización 10.185 %

III Cuota de amortización 8.718 %.

## ALGUNOS TIPOS DE PLANTAS TÉRMICAS ELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A LAS CONDICIONES DE AMÉRICA LATINA

por J. M. Saunders \*

El autor de este documento desarrolla el tema del mismo sobre la base de que, si bien es natural que el uso eficaz de las fuentes de energía hidráulica de un país formen el núcleo del planeamiento del desarrollo de la energía —especialmente cuando los combustibles indígenas son escasos—, la fuerza térmica tendrá siempre un papel complementario en distintos campos marginales. Es corriente hoy día que los patrones de planeamiento del desarrollo más utilizados para satisfacer las demandas inmediatas en pequeña escala, sean la energía diesel, seguida por la energía eléctrica y, a veces, también por la energía a vapor.

Para las demandas de carga eléctrica de hasta aproximadamente 10 a 15 MW, en las primeras etapas del desarrollo, el diesel tiene numerosas ventajas. Puede ser puesto en funcionamiento más rápidamente que cualquiera pequeña estación a vapor y es además de una eficiencia térmica suficiente para justificar el alto costo del combustible. Debido a que la relación entre el peso y la energía es mínimo y a lo compacto del moderno diesel, es fácil trasladarlo de una a otra área de desarrollo, por ejemplo, como unidades móviles especiales montadas en trailers, o deslizadores; su instalación requiere bajos costos y una simple estructura.

### 1. Planta diesel

El alcance normal por unidad de la capacidad de generar y suministrar electricidad es de unos pocos centenares, aproximadamente de 3 000 kW, ambos de cuatro y de dos ciclos; hay grupos disponibles para dos clases principales de velocidad: velocidad media más de 300/500 r.p.m. y velocidad media de 600/1 000 r.p.m.

Los grandes progresos en la evolución del motor diesel, durante los últimos 20 o 30 años, se pueden resumir como sigue:

a) Reducción del costo por caballo-fuerza;

b) Mayor eficiencia y, por lo tanto, mayor economía de combustible. El motor diesel sigue siendo el medio más eficaz para convertir la energía del calor en fuerza eléctrica, entre todo lo que puede disponer el hombre actualmente. Rendimientos de aproximadamente hasta un 37 por ciento han sido obtenidos en las grandes plantas. No obstante, los más grandes equipos modernos a vapor se están aproximando a este mismo nivel de rendimiento;

c) Gran aumento del producto específico, con la consiguiente reducción en la relación peso/fuerza;

d) Seguridad de manejo y de disponibilidad; reducción del costo de mantenimiento.

Los principales factores que hubieron de contribuir a este progreso han sido la adopción universal del turbogenerador, el aumento de la velocidad y las verdaderas presiones medias. Con el aumento de la presión del turbogenerador, el aire es enviado a los cilindros del motor con una temperatura más alta, alcanzándose un nivel en que se hace aconsejable un reenfriamiento. El enfriamiento del aire aumenta su densidad y hace posible que una mayor masa de aire sea enviada a los cilindros, permitiendo que se quemara mayor cantidad de petróleo y consiguientemente un aumento proporcional del rendimiento de la usina.

La demanda de tracción eléctrica ha estimulado el desarrollo del motor en V, de hasta 16 cilindros, que diseñado para obtener grandes cantidades de energía con la mitad del número de cilindros, produce casi el doble de fuerza en la misma área de suelo que el motor vertical en línea equivalente. Con respecto a la velocidad, parece que no hubiera ninguna evidencia concluyente que indique que el mantenimiento de los costos sea mayor en las modernas usinas de mayor velocidad. Aun cuando el reemplazo de las piezas desgastadas sea más frecuente, son livianas y baratas, y, por lo demás, el costo de mano de obra para su colocación es muy reducido.

El progreso alcanzado por las usinas diesel en los últimos treinta años está tipificado por una central instalada en 1931, con unidades de 135 kW llegando a 143 r.p.m. En 1958, el espacio de dos de los grupos fue ocupado por 2/1 200 unidades de kW de 750 r.p.m., casi 10 veces la energía obtenida en el mismo espacio y con la misma estructura del edificio.

### 2. Planta de energía a vapor

Con respecto a las modernas plantas de energía a vapor, las condiciones que determinan la reducción de costos específicos y la obtención del más alto rendimiento, son muy distintos. En general, los más altos índices de eficiencia, que hoy día se aproximan al 40 por ciento, pueden alcanzarse económicamente con unidades muy grandes, las cuales han hecho posible, por su mucha mayor capacidad, el empleo de alternadores que pueden construirse para operar a 3 000 o 3 600 r.p.m. mediante el uso del enfriamiento por hidrógeno.

El constante progreso en materia de eficiencia, desde aproximadamente un 17 por ciento durante 1922, se ha derivado principalmente de un perfeccionamiento

\* Resumen del documento ST/ECLA/Conf.7/L.5.3.

los rendimientos del ciclo vapórico; por el contrario, el rendimiento de las paletas o turbinas internas ha aumentado sólo aproximadamente en un 5-8 por ciento durante el mismo lapso. El factor principal en el mejoramiento de la eficiencia del ciclo, está relacionado con las condiciones vapóricas. Las temperaturas que más se utilizan hoy día están muy cercanas a los 500°C, gracias sobre todo al mejor conocimiento del comportamiento de los aceros a altas temperaturas y a las investigaciones metalúrgicas que han hecho posible la construcción de materiales más adecuados, bajo la forma de aceros austeníticos y ferríticos. Para obtener la eficiencia máxima, debe aumentarse también la presión, pero una vez que se alcanza cierto nivel debe procederse al recalentamiento de una parte de la turbina por medio del vapor, una vez que éste se ha expandido.

En términos generales, para la selección de la planta más económica hay que tener en cuenta el mantenimiento y conservación de las condiciones calóricas, funciones del costo de combustible, su valor calórico, el factor transporte y la tasa del interés del capital.

Para desarrollar áreas de pequeñas unidades con capacidades inferiores a 60 MW, pueden emplearse condiciones vapóricas a niveles moderados, lo que es económico hasta cuando de ello resulten menores rendimientos globales.

El principal desarrollo dentro de esta categoría de tamaños durante los últimos 20 años, corresponde a las unidades de 30 y 40 MW, aproximadamente, que alcanzan velocidades de hasta 3 000 (o 3 600) r.p.m. Asimismo y como resultado del encarecimiento del combustible en todo el mundo, ha llegado incluso a ser económico el empleo de condiciones vapóricas de más elevado costo.

Otro de los más importantes progresos se refiere a la aceptación general de la unidad turbina-caldera, condicionada para un rendimiento máximo, y teniendo en cuenta también que la caldera moderna es tan fácil de obtener como la turbina a vapor.

### 3. La turbina a gas

En muchos campos de aplicación y debido a sus bajos costos de mantenimiento y costos de instalación fuera de competencia, la turbina a gas se ha impuesto en definitiva como fuente energética. Lamentablemente, en su forma más simple, como máquina de ciclo abierto de un compresor, cámara de combustión y turbina, el rendimiento del ciclo es todavía bajo si se lo compara con la planta diesel o grandes plantas a vapor implementadas con los últimos avances tecnológicos y, en la práctica, la máquina de ciclo abierto dedicada a un funcionamiento continuo, depende del uso de un combustible limpio.

Las principales ventajas de la turbina a gas pueden resumirse como sigue:

- a) Simplicidad mecánica;
- b) Sencillez del esquema;

- c) Requiere espacio reducido por unidad de producción;
- d) Cimientos relativamente ligeros;
- e) Costo inicial de instalación bastante bajo;
- f) Mínimo personal de funcionamiento;
- g) Rápido enfriamiento;
- h) Bajo costo de mantenimiento;
- i) Facilidad de adquisición;
- j) Pequeña o ninguna necesidad de agua de enfriamiento, según el ciclo requerido;
- k) Escasa necesidad de implementos secundarios.

En su grado actual de desarrollo, el empleo de la turbina a gas se encuentra limitado por las siguientes consideraciones:

a) Mayor consumo de combustible que en el motor diesel, pero con un ciclo recuperativo simple. Esta diferencia de consumo no será necesariamente muy grande en comparación con las pequeñas plantas de vapor de una eficiencia menor;

b) Excepto en circunstancias especiales, en que combustibles pesados y baratos pueden ser tratados con medios auxiliares, o en los cuales puede cumplirse la rutina de lavado y limpieza, el funcionamiento de la turbina a gas de ciclo abierto está limitado al uso de combustibles líquidos limpios o gaseosos;

c) La turbina a gas de ciclo abierto tiene que ser modificada a medida que aumenta la altura sobre el nivel del mar, y teniendo en cuenta asimismo las altas temperaturas del medio ambiente.

Como las ventajas compensan con mucho otros problemas relativos a su eficiencia térmica, la turbina a gas está imponiéndose rápidamente en tres campos especiales de aplicación, a saber:

1) Cuando hay disponibilidad de combustibles baratos y limpios, especialmente gas natural o gas de cloaca;

2) Para el servicio de carga al máximo y de emergencia. El rendimiento, incluso con combustibles destilados de alto costo, no tiene mayor importancia debido a la baja utilización de este factor;

3) Para la integración con procesos industriales, es decir, con las industrias del acero, de productos químicos y refinación de petróleo.

### 4. Generación combinada térmica e hidroeléctrica

En virtud de las diferentes características de los dos tipos de generadores, la planta térmica puede cumplir hasta cierto punto una función complementaria en el desarrollo y funcionamiento de la fuerza hidroeléctrica, con las siguientes ventajas, que lo son también del sistema combinado:

a) Mayor seguridad del sistema en conjunto. La posibilidad de disponer de una planta térmica interconectada significa cierta seguridad contra los riesgos y accidentes naturales (vulnerabilidad de las largas líneas de transmisión);

b) Economía global, que mejora la eficiencia del

funcionamiento de la planta térmica y reducción de pérdidas de la transmisión;

c) La instalación de la planta térmica puede llevarse a cabo cerca de las áreas de carga;

d) Junto con un funcionamiento a bajo costo de la planta fluvial, la fuerza térmica puede compensar el desequilibrio entre la energía hidroeléctrica disponible y la demanda de carga, permitiendo el máximo de uti-

lización del agua y aumentando de firme el rendimiento del sistema. La planta térmica lleva a cabo este modo una función análoga a la de la planta de macenaje.

Incluso en países como Nueva Zelandia y Suiza, grandes recursos de fuerza hidráulica, ha resultado económico integrar cierta capacidad de fuerza térmica: energía hidroeléctrica.

# ¿DONDE SE VENDEN LAS PUBLICACIONES DE LAS NACIONES UNIDAS Y LAS DE LA CORTE INTERNACIONAL DE JUSTICIA

## AFRICA

**AMÉRICA:** LIBRAIRIE DU PEUPLE AFRICAINE  
Grante, B.P. 1197, Yaoundé.  
**AFUSION INTERNATIONALE CAMEROUNAISE**  
T LIVRE ET DE LA PRESSE, Sangmelima.  
**ANGOLA (Leopoldville):** INSTITUT POLITIQUE  
NGOLAIS, B.P. 2307, Leopoldville.  
**ETHIOPIA:** INTERNATIONAL PRESS AGENCY  
P.O. Box 120, Addis Abeba.  
**GHANA:** UNIVERSITY BOOKSHOP  
University College of Ghana, Legon, Accra.  
**KENYA:** The E.S.A. BOOKSHOP, Box 30167, Nairobi.  
**INDIA:** BUDKI EL JERBI (BOOKSELLERS)  
78, Istiklal Street, Benghazi.  
**MARRUECOS:** AUX BELLES IMAGES  
11 Avenue Mohammed V, Rabat.  
**NIGERIA:** UNIVERSITY BOOKSHOP (NIGERIA) LTD.  
University College, Ibadán.  
**NYASALANDIA:** BOOKERS (NYASALAND) LTD.  
Century House, P.O. Box 34, Blantyre.  
**REPÚBLICA ARABE UNIDA:**  
LIBRAIRIE "LA RENAISSANCE D'EGYPTE"  
Sh. Adly Pasha, El Cairo.  
**LIBAN:** LA NAHDA EL ARABIA BOOKSHOP  
2 Abd-el-Khalek Sarwatt St El Cairo.  
**RHODESIA DEL NORTE:**  
J. BELDING, P.O. Box 750, Mufulira  
**RHODESIA DEL SUR:**  
THE BOOK CENTRE, First Street, Salisbury  
**SUDÁFRICA:** VAN SCHAIK'S BOOKSTORE  
(PTY) LTD., Church Street, Box 724, Pretoria.  
TECHNICAL BOOKS (PTY) LTD., Faraday House,  
P.O. Box 2866, 40 St. George's Street, Ciudad del Cabo.  
**TANGANYIKA:** DAR ES SALAAM BOOKSHOP  
P.O. Box 9030, Dar es Salaam  
**UGANDA:** UGANDA BOOKSHOP  
P.O. Box 145, Kampala

## AMERICA DEL NORTE

**CANADA:** THE QUEEN'S PRINTER/L'IMPRIMEUR  
DE LA REINE, Ottawa, Ontario.  
**ESTADOS UNIDOS DE AMERICA:**  
SALES SECTION, UNITED NATIONS, Nueva York.  
Puerto Rico: PAN AMERICAN BOOK CO.  
P.O. Box 3511, San Juan 17.  
BOOKSTORE, UNIVERSITY OF PUERTO RICO  
Rio Piedras.

## AMERICA LATINA

**ARGENTINA:** EDITORIAL SUDAMERICANA, S.A.  
Alsina 500, Buenos Aires.  
**BOLIVIA:** LIBRERIA SELECCIONES, Casilla 972, La Paz.  
LOS AMIGOS DEL LIBRO  
Calle Perú esq. España, Casilla 450, Cochabamba.  
**BRASIL:** LIVRARIA AGIR  
Rua Mexico 98-B, Caixa Postal 3291, Rio de Janeiro.  
LIVRARIA FREITAS BASTOS, S.A.  
Caixa Postal 899, Rio de Janeiro.  
LIVRARIA KOSMOS EDITORA  
Rua Rosario 135/137, Rio de Janeiro.  
**COLOMBIA:**  
LIBRERIA AMERICA, Calle 51 Núm. 49-58, Medellín  
LIBRERIA BUCHHOLZ  
Av. Jiménez de Quesada 8-40, Bogotá.  
**COSTA RICA:** IMPRENTA Y LIBRERIA TREJOS  
Apartado 1313, San José.  
**CUBA:** CUBARTIMPEX  
Código postal 6540, La Habana.  
**CHILE:** EDITORIAL DEL PACIFICO, Ahumada 57 Santiago.  
LA IVENS, Casilla 205, Santiago.  
**ECUADOR:** LIBRERIA CIENTIFICA  
Guayaquil.  
UNIVERSITARIA  
Moreno 739, Quito.  
**EL SALVADOR:** LIBRERIA CULTURAL SALVADOREÑA  
Calle Sur, San Salvador.  
EL NAVAS Y CIA,  
Calle Sur 37, San Salvador  
**GUATEMALA:**  
LIBRERIA CERVANTES  
Calle 9-39, Zona 1, Guatemala.  
EDAD ECONOMICA-FINANCIERA  
Calle 14-33, Guatemala.  
**HAITI:** LIBRAIRIE "A LA CARAVELLE", Port-au-Prince.  
**PANAMA:** LIBRERIA PANAMERICANA, Tegucigalpa.  
**MEXICO:** EDITORIAL HERMES, S.A.  
Calle Mariscal 41, México, D.F.

**PANAMA:** JOSE MENENDEZ  
Agencia Internacional de Publicaciones,  
Apartado 2052, Av. 8A Sur 21-58, Panamá.  
**PARAGUAY:**  
AGENCIA DE LIBRERIAS DE SALVADOR NIZZA  
Calle Pte. Franco No. 39-43, Asunción.  
**PERU:** LIBRERIA INTERNACIONAL DEL PERU, S.A.  
Casilla 1417, Lima.  
LIBRERIA STUDIUM, S.A.  
Amargura 939, Apartado 2139, Lima.  
**REPÚBLICA DOMINICANA:** LIBRERIA DOMINICANA  
Mercedes 49, Santo Domingo.  
**URUGUAY:** LIBRERIA RAFAEL BARRETT  
Ramón Anador 4030, Montevideo.  
REPRESENTACION DE EDITORIALES, PROF. H. D'ELIA  
Plaza Cagancha 1342, 1° piso, Montevideo.  
**VENEZUELA:** LIBRERIA DEL ESTE  
Av. Miranda, No. 52, Edif. Galipán, Caracas.

## ASIA

**BIRMANIA:** CURATOR, GOVT. BOOK DEPOT, Rangún.  
**CAMBOYA:** ENTREPRISE KHMERE DE LIBRAIRIE  
Imprimerie & Papeterie Sarl, Phnom-Pehn.  
**CEILAN:** LAKE HOUSE BOOKSHOP  
Assoc. Newspapers of Ceylon, P.O. Box 244, Colombo.  
**COREA (REPÚBLICA DE):** EUL-YOD PUBLISHING  
CO., LTD., 5, 2-KA, Chongno, Seúl.  
**CHINA:** THE WORLD BOOK COMPANY, LTD.  
99 Chung King Road, 1st Section, Taipei, Taiwan  
THE COMMERCIAL PRESS, LTD  
211 Honan Road, Shanghai.  
**FILIPINAS:**  
PHILIPPINE EDUCATION COMPANY, INC.  
1104 Castillejos, P.O. Box 620, Quiapo, Manila.  
POPULAR BOOKSTORE, 1573 Doroteo José, Manila.  
**HONG KONG:** THE SWINDON BOOK COMPANY  
25 Nathan Road, Kowloon.  
**INDIA:** ORIENT LONGMANS  
Calcutta, Bombay, Madras, Nueva Delhi, Hyderabad.  
OXFORD BOOK & STATIONERY COMPANY  
Nueva Delhi y Calcuta.  
**INDONESIA:** PEMBANGUNAN, LTD  
Gunung Sahari 84, Yakarta.  
**JAPON:** MARUZEN COMPANY, LTD.  
6 Tori-Nichome, Nihonbashi, Tokio.  
**PAKISTAN:**  
THE PAKISTAN CO-OPERATIVE BOOK SOCIETY  
Dacca, East Pakistan.  
PUBLISHERS UNITED, LTD., Lahore.  
THOMAS & THOMAS, Karachi.  
**SINGAPUR:** THE CITY BOOK STORE LTD  
Collyer Quay.  
**TAILANDIA:** PRAMUAN MIT, LTD.  
55 Chakrawat Road, Wat Tuk, Bangkok  
NIBONDH & CO. LTD.  
New Road, Sikak Phya Sri, Bangkok.  
SUKSAPAN PANIT  
Mansion 9, Rajadamnern Avenue, Bangkok  
**VIETNAM (REPÚBLICA DE):**  
LIBRAIRIE-PAPETERIE XUAN THU  
185, rue Tu-do, B.P. 283, Saigón.

## EUROPA

**ALEMANIA (REPÚBLICA FEDERAL DE):**  
R. EISENSCHMIDT  
Schwanthaler Str. 59, Frankfurt/Main.  
ELWERT UND MEURER  
Hauptstrasse 101, Berlin-Schöneberg.  
ALEXANDER HORN, Spiegelgasse 9, Wiesbaden.  
W. E. SAARBACH, Gertrudenstrasse 30, Köln (1).  
**AUSTRIA:**  
GEROLD & COMPANY, Graben 31, Viena, I.  
GEORG FROMME & CO., Spengergasse 39, Viena, V.  
**BELGICA:** AGENCE ET MESSAGERIES DE LA  
PRESSE, S. A., 14-22, rue du Persil, Bruselas.  
**BULGARIA:** RAZNOZNMOS, 1 Tzar Assen, Solia.  
**CHECOSLOVAQUIA:**  
ARTIA LTD., 30 ve Smečkáč, Praga, 2  
**CHIPRE:** PAN PUBLISHING HOUSE  
10 Alexander the Great Street, Strovolos.  
**DINAMARCA:** EJNAR MUNKSGAARD, LTD  
Nørregade 6, København, K.  
**ESPAÑA:** AGUILAR S. A. DE EDICIONES  
Juan Bravo 38, Madrid 6.  
LIBRERIA BOSCH, Ronda de la Universidad 11, Barcelona.  
LIBRERIA MUNDI-PRENSA, Castelló 37, Madrid.  
**FINLANDIA:** AKATEEMINEN KIRJAKAUPPA  
2 Keskuskatu, Helsinki.  
**FRANCIA:** EDITIONS A. PEDONE  
13, rue Soufflot, Paris (V°).

**GRECIA:** KAUFFMANN BOOKSHOP  
28 Stadion Street, Atenas.  
**HUNGRIA:** KULTURA, P.O. Box 149, Budapest 62.  
**IRLANDA:** STATIONERY OFFICE, Dublin.  
**ISLANDIA:** BOKAVERZLUN SIGFUSAR  
EYMUSSONAR H. F.  
Austurstraeti 18, Reykjavik.  
**ITALIA:** LIBRERIA COMMISSIONARIA SANSONI  
Via Gino Capponi 26, Florencia.  
y Via Paolo Mercuri 19/B, Roma.  
AGENZIA E.I.O.U. Via Meravigli 16, Milán.  
**LUXEMBURGO:** LIBRAIRIE J. TRAUSSCHUMMER  
Place du Théâtre, Luxemburgo.  
**NORUEGA:** JOHAN GRUNDT TANUM  
Karl Johansgate, 41, Oslo.  
**PAISES BAJOS:** N. V. MARTINUS NIJHOFF  
Lange Voorhout 9, 's-Gravenhage.  
**POLONIA:** PAN, Palac Kultury i Nauki, Varsovia.  
**PORTUGAL:** LIVRARIA RODRIGUES Y CIA,  
186 Rua Aurea, Lisboa.  
**REINO UNIDO:** H. M. STATIONERY OFFICE  
P.O. Box 569, Londres, S.E. 1 (y sucursales de la HMSO en  
Belfast, Birmingham, Bristol, Cardiff, Edinburgh, Manchester).  
**RUMANIA:** CARTIMEX, Str. Aristide Briand 14-18,  
P.O. Box 134-135, Bucarest.  
**SUECIA:** C. E. FRITZE'S KUNGL. HOVBOKHANDEL A-B  
Fredsgatan 2, Estocolmo.  
**SUIZA:** LIBRAIRIE PAYOT, S.A., Lausana, Ginebra.  
HANS RAUNHARDT, Kirchgasse 17, Zurich 1.  
**TURQUIA:** LIBRAIRIE HACHETTE  
469 Istiklal Caddesi, Beyoglu, Estambul.  
**UNION DE REPUBLICAS SOCIALISTAS  
SOVIETICAS:**  
MEZHODUNARODNAYA KNVIGA  
Smolenskaya Ploshchad, Moscú.  
**YUGOSLAVIA:**  
CANKARJEVA ZALOZBA, Ljubljana, Slóvenia.  
DRŽAVNO PREDUZEĆE  
Jugoslovenska Knjiga, Terazije 27/11, Belgrado.  
PROSVJETA, 5, Trg Bratsva i Jedinstva, Zagreb.  
PROSVETA PUBLISHING HOUSE, Import-Export Division,  
P.O. Box 559, Terazije 16/1, Belgrado.

## INDIAS OCCIDENTALES

**BERMUDAS:** BERMUDA BOOK STORES  
Reid and Burnaby Streets, Hamilton.  
**CURAZAO, I.O.N.:**  
BOEKHANDEL SALAS, P.O. Box 44.  
**GUAYANA BRITANICA:** BOOKERS STORES, LTD.  
20-23 Church Street, Georgetown.  
**JAMAICA:** SANGSTERS BOOK ROOM  
91 Harbour Street, Kingston.  
**TRINIDAD Y TABAGO:**  
CAMPBELL BOOKER LTD., Port of Spain.

## OCEANIA

**AUSTRALIA:**  
U. N. ASSOCIATION OF AUSTRALIA  
McEwan House, 343 Lille Collins St.,  
Melburne C. 1, Vic.  
WEA BOOKROOM, University, Adelaide, S.A.  
UNIVERSITY BOOKSHOP, St. Lucia, Brisbane, Qld.  
THE EDUCATIONAL AND TECHNICAL BOOK AGENCY  
Parap Shopping Centre, Darwin, N.T.  
COLLINS BOOK DEPOT PTY. LTD.  
Monash University, Wellington Road, Clayton, Vic.  
COLLINS BOOK DEPOT PTY. LTD.  
363 Swanston Street, Melburne, Vic.  
THE UNIVERSITY BOOKSHOP, Nedlands, W.A.  
UNIVERSITY BOOKROOM  
University of Melbourne, Parkville N.2, Vic.  
UNIVERSITY CO-OPERATIVE BOOKSHOP LIMITED  
Manning Road, University of Sydney, N.S.W.  
**NUEVA ZELANDIA:** GOVERNMENT PRINTING OFFICE  
Private Bag, Wellington (y librerías oficiales de  
Auckland, Christchurch y Dunedin).

## ORIENTE MEDIO

**IRAK:** MACKENZIE'S BOOKSHOP, Bagdad.  
**IRAN:** MEHR AYIN BOOKSHOP  
Abbas Abad Avenue, Istahan.  
**ISRAEL:** BLUMSTEIN'S BOOKSTORES  
35 Allenby Rd. and 48 Nachlat Benjamin St., Tel Aviv.  
**JORDANIA:** JOSEPH I. BAHOU & CO.  
Dar-ul-Kutub, Box 66, Amman.  
**LIBANO:** KHAYAT'S COLLEGE BOOK COOPERATIVE  
92-94, rue Bliss, Beirut.

**ALGUNAS PUBLICACIONES IMPRESAS DE LA COMISION ECONOMICA  
PARA AMÉRICA LATINA**

**Estudios anuales**

<i>Estudio Económico de América Latina 1958</i>			
Septiembre 1959	168 páginas		
E/CN.12/498/Rev. 1	No. de venta: 59.II.G.1		Dls. 2.00
 <i>Estudio Económico de América Latina 1963</i>			
Noviembre 1964	299 páginas		
E/CN.12/696/Rev. 1	No. de venta: 65.II.G.1		Dls. 3.00

**Desarrollo económico**

<i>Desarrollo Económico, Planeamiento y Cooperación Internacional</i>			
Junio 1961	94 páginas		
E/CN.12/582/Rev. 1	No. de venta: 61.II.G.6		Dls. 1.00
 <i>Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico</i>			
VII. <i>El Desarrollo Económico de Panamá</i>			
Diciembre 1959	203 páginas		
E/CN.12/494/Rev. 1	No. de venta: 60.II.G.3		Dls. 2.50
VIII. <i>El Desarrollo Económico de El Salvador</i>			
Diciembre 1959	175 páginas		
E/CN.12/495	No. de venta: 60.II.G.2		Dls. 2.00
XI. <i>El Desarrollo Económico de Honduras</i>			
Diciembre 1960	222 páginas		
E/CN.12/549	No. de venta: 61.II.G.8		Dls. 3.00
 <i>El Desarrollo Económico de América Latina en la Postguerra</i>			
Noviembre 1963	152 páginas		
E/CN.12/659/Rev. 1	No. de venta: 64.II.G.6		Dls. 1.50

**Agricultura y Ganadería**

*El Café en América Latina. Problemas de la Productividad y Perspectivas*

I. <i>Colombia y El Salvador</i>			
Septiembre 1958	156 páginas		
E/CN.12/490	No. de venta: 58.II.G.4		Dls. 1.75
II. <i>Estado de São Paulo, Brasil</i>			
Diciembre 1960	122 páginas (Vol. 1)		Dls. 2.00
E/CN.12/545	111 páginas (Vol. 2)		Dls. 2.00
E/CN.12/545/Add. 1	No. de venta: 60.II.G.6		

*La Ganadería en América Latina*

I. <i>Colombia, México, Uruguay y Venezuela</i>			
Octubre 1961	100 páginas		
E/CN.12/620	No. de venta: 61.II.G.7		Dls. 1.50
II. <i>El Brasil</i>			
Diciembre 1963	82 páginas		
E/CN.12/636	No. de venta: 64.II.G.3		Dls. 1.00

(Continúa en la 2ª página de forros)