

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

NACIONES UNIDAS



c.1

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO

ST/CEPAL/Conf.50/L.3
30 de agosto de 1974

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
E INSTITUTO LATINOAMERICANO DE PLANIFICACION
ECONOMICA Y SOCIAL

SIMPOSIO TECNICO SOBRE AMERICA LATINA
Y LOS PROBLEMAS ACTUALES DE LA ENERGIA

Santiago de Chile, 23 al 27 de septiembre de 1974

LOS NUEVOS PRECIOS DEL PETROLEO Y LA INDUSTRIA
ELECTRICA EN AMERICA LATINA

74-8-1669



INDICE

	<u>Página</u>
Nota de la secretaría	v
Introducción	1
Resumen y conclusiones	2
LOS NUEVOS PRECIOS DEL PETROLEO Y LA INDUSTRIA ELECTRICA EN AMERICA LATINA	8
A. CONSIDERACIONES GENERALES	8
1. La estructura del abastecimiento energético y la disponibilidad de recursos locales ...	8
2. Posibles cambios en el abastecimiento de energía y el papel de la electricidad	12
B. LA INDUSTRIA DE LA ENERGIA ELECTRICA	17
1. Recursos disponibles para generar electri- cidad, aparte del petróleo	17
2. La capacidad eléctrica instalada	22
3. La generación de energía eléctrica	26
4. El consumo y las pérdidas	30
5. Programas de expansión de los sistemas	32
C. AUMENTOS DE LOS COSTOS DE GENERACION	35
1. Costos de generación en centrales diesel ..	37
2. Costos de generación en centrales a vapor .	41
3. Incremento de las tarifas para los consu- midores de energía eléctrica y repercu- siones en el consumo	46
D. POSIBLES LINEAS DE ACCION	49
1. Desplazamiento de derivados de petróleo y preferencia por el empleo de recursos de energía locales	49
2. Disminución de pérdidas en líneas de transmisión y distribución	57
3. Integración de sistemas por interconexión. Desplazamiento de grupos termoeléctricos de bajo rendimiento	58
4. Interconexiones internacionales	59

Nota de la secretaría

El presente documento se ha preparado en cumplimiento del deseo formulado por los Estados miembros de la CEPAL en la Octava Reunión Extraordinaria del Comité Plenario (Nueva York, 24 y 25 de enero de 1974), de que la secretaría intensificara sus trabajos en el campo de la energía y elaborara los análisis técnicos que considerara oportunos para determinar las repercusiones de los problemas energéticos en las economías de la región.

Este documento de trabajo, que se somete a la consideración de los participantes en el Simposio Técnico sobre América Latina y los Problemas Actuales de la Energía, podrá enriquecerse y mejorarse con la información y observaciones que ellos aporten.

/Introducción

Introducción

En este estudio se examinan los principales efectos de corto y de largo plazo que el aumento del precio del petróleo, acaecido entre enero de 1973 y abril de 1974 tendrá en la industria de la energía eléctrica en América Latina, así como las posibles líneas de acción para aminorarlos. Su objetivo es complementar los antecedentes que la secretaría de la CEPAL presentará a la consideración de los participantes en el Simposio Técnico sobre América Latina y los Problemas Actuales de la Energía.

El presente estudio consta de cuatro partes:

En la primera parte (A) se hace una síntesis de algunas características destacadas de la economía de la energía en la región como la elevada dependencia de los derivados del petróleo y la escasez de éstos en la mayoría de los países, con el consiguiente efecto sobre sus balances de pagos; se observa la conveniencia, por éste y otros motivos, de sustituirlo por otras fuentes energéticas optativas, principalmente nacionales, y finalmente, se analizan los sectores consumidores donde esta sustitución parece posible (industrial, residencial, transportes, servicios públicos de generación eléctrica).

En la segunda parte (B) se examina la situación actual y la evolución reciente del sector eléctrico y se presentan las principales fuentes de energía primaria disponibles aparte del petróleo, así como los aspectos pertinentes de la capacidad instalada, de la generación y del consumo. Se señalan algunos factores que provocan un insumo innecesario de combustibles, como las pérdidas excesivas en las redes de distribución, el consumo relativamente alto de calor en la generación térmica por kWh producido, etc., susceptibles de corregirse con la consiguiente economía, y otros que conducirían a una menor dependencia de los derivados del petróleo en la generación eléctrica, como la ampliación de las redes de interconexión y, lógicamente, la sustitución progresiva de las centrales que utilizan derivados, como se consulta en los planes de expansión del sector.

En la tercera parte (C), y dada la gran importancia que tienen actualmente las centrales con motores diesel y turbinas a vapor, se analizan los aumentos inmediatos de los costos de generación en ellas como consecuencia de las alzas en el precio de los combustibles. Considerando precios representativos del diesel oil y del fuel oil para los países importadores a principios de 1973 y los vigentes en el segundo trimestre de 1974, se estiman las repercusiones que tales aumentos tendrán sobre las tarifas eléctricas y el consumo de esta forma de energía.

En la última parte (D), se examinan posibles líneas de acción a mediano y largo plazo que configurarían las características del abastecimiento de electricidad en los próximos decenios. Se destacan las posiciones relativamente más ventajosas que presentan ahora para el desarrollo eléctrico la utilización de los potenciales hidráulicos y la energía nuclear analizando costos de producción del kWh con distintos valores de los principales parámetros. Finalmente, partiendo del análisis general hecho en la segunda parte, se inducen y sugieren algunas medidas concretas que contribuirían a aliviar los problemas surgidos de los nuevos niveles de precios de los combustibles que encara la industria eléctrica en particular, y por ende la economía en general.

Resumen y conclusiones

1. Los hidrocarburos son los recursos energéticos más consumidos en América Latina, de modo que esta región es, entre las principales regiones del mundo, la más dependiente del petróleo y el gas natural.

Sin embargo, las reservas conocidas de hidrocarburos sólo permiten autoabastecerse a cinco países (Venezuela, Ecuador, Bolivia, Trinidad y Tabago y Colombia); otros cinco sólo satisfacen en parte su propio consumo (México, Argentina, Chile, Perú y Brasil) y los otros catorce deben importar la totalidad del petróleo que requieren.

2. Cualquier política tendiente a sustituir parte del alto consumo de petróleo que se hace en América Latina depende de los recursos hidroeléctricos y de otras fuentes locales de energía como gas natural, carbón mineral, energía geotérmica, minerales radioactivos, etc. Todos estos recursos constituyen una cuantiosa reserva para la región; algunos de ellos, para su aprovechamiento con la tecnología actual, deben convertirse a electricidad, y todos son susceptibles de utilizarse en esta forma. Por esta razón, se prevé que la energía eléctrica incrementará ahora más rápidamente su participación relativa.

3. América Latina dispone de un abundante potencial hidráulico utilizable económicamente, estimado en unos $2\ 800 \times 10^9$ kWh anuales, como mínimo. De la producción eléctrica total de 1973 calculada en 197×10^9 kWh, el 55 % fue de origen hidráulico y el saldo de origen térmico. La utilización actual de la energía hidráulica resulta así inferior al 4 % del potencial estimado. Entre las diversas causas que explican esta situación están i) la oferta abundante de petróleo a precios bajos hasta hace poco; ii) la escasez de información básica, principalmente la hidrológica, para ejecutar proyectos de aprovechamiento, y iii) la necesidad de mayores inversiones iniciales.

La capacidad eléctrica instalada en 1973 se elevaba a 51.4 millones de kW, en partes aproximadamente iguales de origen hidráulico y térmico. Los combustibles utilizados en el 72 % de la capacidad térmica fueron derivados de petróleo, que representaron el 16 % del total consumido en la región.

4. Del total de la producción eléctrica de América Latina (1973), el 12 % se produce al margen de los sistemas de servicio público (autoproductores). Esta generación es predominantemente térmica y con alto consumo de combustibles por kWh. Se estima que de ella aproximadamente la mitad (unos 12 000 millones de kWh anuales) podría ser económicamente suministrada por los servicios públicos, donde la hidroelectricidad tiene una participación alta y cada vez mayor, con lo cual podrían desplazarse unos 4 500 000 kW de capacidad generadora.

5. En ocho sistemas importantes del servicio público, el insumo medio de combustible en 1970 fue de 3 245 kcal/kWh. Parecería factible reducir el consumo medio a unos 2 800 kcal/kWh en la generación a base de fuel oil y diesel oil (con un gasto moderado en moneda extranjera). El menor consumo de combustibles representaría una economía de unos 150 millones de dólares al año a los precios actuales.

6. Aunque las pérdidas en transmisión y distribución de los sistemas de servicio público han venido descendiendo en los últimos años, alcanzan todavía un nivel alto: 16.2 % de la generación en 1973. Si se reducen éstas a más o menos el 10 % (valor que deberá establecerse en cada caso por consideraciones económicas), la economía en combustible representaría actualmente unos 200 millones de dólares anuales. Esta reducción puede alcanzarse en un plazo relativamente corto y con inversiones moderadas. En Panamá, la República Dominicana, El Salvador, Haití y Honduras aparentemente hay amplio margen de acción en esta materia.

7. Dado que la mayoría de los países latinoamericanos dependen del petróleo importado, ya antes de 1973 los planificadores del sector preconizaban, en varios de ellos, la necesidad de reducir el consumo de este combustible en la generación eléctrica. Así, en los programas de instalación de nuevas centrales que abarcan hasta 1980 se consulta la incorporación de sólo 10 % de tales unidades dependientes de derivados del petróleo. El parque generador estaría constituido hacia 1980 por 57.1 millones de kW (58.4 %) en centrales hidroeléctricas; 22.0 millones (22.5 %) en centrales a base de derivados del petróleo; 11.8 millones (12.0 %) a gas natural y el saldo, en centrales de carbón, nucleares y geotérmicas.

En relación con los países importadores de petróleo, cabe subrayar que la alta proporción hidroeléctrica evitará un fuerte desembolso de divisas, tanto porque el componente en moneda

/extranjera de

extranjera de la inversión inicial es menor que en la alternativa térmica, cuanto porque no requiere desembolsos anuales por concepto de combustible.

8. El efecto que el alza de los precios del petróleo tiene para los consumidores de energía eléctrica, varía grandemente con las características de los sistemas. Los países más afectados serán Cuba, Guyana, República Dominicana, Panamá y Guatemala, por predominar en ellos la generación térmica.

9. El incremento en el precio de los combustibles ha afectado notablemente la competencia económica de las centrales a base de petróleo. En ellas los aumentos correspondientes de los costos por kWh producido se estima que fluctúan entre un 35 y 85 %, según el tamaño de las unidades y el coeficiente de utilización. Estas centrales pueden ser reemplazadas ahora por centrales hidroeléctricas, con costos por kW instalado relativamente altos en algunos casos, o por unidades nucleares relativamente pequeñas (150 a 200 MW). Hasta antes del aumento acentuado de los precios del petróleo, las centrales nucleares no eran económicamente competitivas sino en unidades mayores de 500 MW, lo que era un obstáculo para que los sistemas latinoamericanos las utilizaran.

10. Como en los servicios públicos los precios de la energía al consumidor reflejan tanto los costos de generación como los de transmisión y distribución, probablemente no sea errado suponer que, en promedio, las tarifas se eleven alrededor de 60 % del aumento de los costos de generación en los sistemas pequeños y de 50 % en los medianos y grandes.

La incidencia del precio de la energía eléctrica en los costos de producción industrial representa en promedio menos del 2.5 %, de modo que no parece probable que un incremento de un 30 a 40 % en el precio de este insumo (en los casos más desfavorables) pueda afectar al desarrollo del sector. En el doméstico, tampoco se prevé una retracción importante del consumo.

11. En la industria eléctrica de la región, ya se están aplicando en algunos países medidas adecuadas para disminuir su dependencia de los derivados del petróleo, con el objeto de reducir los costos de generación, ahorrar divisas y asegurar el abastecimiento. Es posible que éstas y otras medidas que se indican a continuación puedan ser de utilidad en otras partes.

12. Convendría restringir la utilización del petróleo reemplazándolo por el uso de otros recursos de energía locales.

a) Los países importadores de petróleo que tienen centrales a vapor que utilizan fuel oil, y que a la vez producen carbón, gas natural o ambas cosas (Argentina, Brasil, Chile, México), podrían considerar la posibilidad de modificar esas centrales para aprovechar estos últimos combustibles, según sus disponibilidades. Sin embargo, aun cuando ello sea factible desde el punto de vista económico, en general, no podrá llevarse a cabo a corto plazo, dados los plazos de ejecución y las fuertes inversiones que exigen las obras básicas.

b) El desarrollo de los recursos hidroeléctricos debería acelerarse en la mayoría de los países de la región, aun en aquellos que producen petróleo, por las perspectivas que ofrece de liberar petróleo para la exportación.

Las centrales hidráulicas difieren mucho entre sí, tanto en sus características físicas como en la función que les corresponde cumplir en el abastecimiento del consumo, de ahí que sus costos unitarios tengan una amplia gama de valores. Sin embargo, y en líneas generales, puede decirse que ha aumentado notablemente su posibilidad de competir con las centrales térmicas que utilizan petróleo. Así, actualmente se han convertido en económicos recursos hidroeléctricos que antes del alza de precios no lo eran.

c) Las perspectivas que se abren para la energía nuclear en América Latina son ahora mayores y a menor plazo que las previstas a fines del decenio anterior, y sería aconsejable estudiar sus posibilidades en cada caso.

Como las centrales nucleares resultan ahora competitivas frente a las térmicas tradicionales con unidades menores (150 000 a 200 000 kW, pueden económicamente integrar sistemas con demandas superiores a 1.5 millones de kW, lo que les abre perspectivas de utilización en mayor número de países (Argentina, Brasil, México, Chile, Perú, Cuba, Jamaica, Uruguay, etc.).

Corresponde subrayar, sin embargo, que los proyectos hidroeléctricos y nucleares que ahora se preferirán en muchos casos a la central térmica, demandarán inversiones iniciales más altas (60 a 120 % superiores), con las consiguientes presiones en materia de financiamiento interno y externo. Otro factor que sigue favoreciendo a las centrales a petróleo es el menor período de estudio y construcción que requieren, porque son relativamente estándares. Mientras éstas pueden necesitar 4 a 6 años en total, las hidráulicas (siempre que se disponga de buena información hidrológica) y las nucleares pueden necesitar 7 a 10 años.

13. La integración de sistemas eléctricos de servicio público, por interconexiones internas o entre países, debería considerarse un campo prioritario de inversión en América Latina por su efecto positivo en la economía de combustibles (uso de más hidroelectricidad, unidades térmicas más grandes, y por lo tanto más eficientes, eliminación de equipos térmicos pequeños que sirven centros aislados, etc.).

Las interconexiones internacionales facilitan la utilización de recursos multinacionales, o permiten complementar sistemas eléctricos (hidráulicos con térmicos, por ejemplo). Existen diversos proyectos de esta índole que incluyen principalmente a los países centroamericanos y a los de la Cuenca del Plata, y cuya materialización podría dar hoy resultados ampliamente satisfactorios.

LOS NUEVOS PRECIOS DEL PETROLEO Y LA INDUSTRIA
ELECTRICA EN AMERICA LATINA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

Antes de examinar las consecuencias inmediatas del alza de los precios del petróleo en 1973 y principios de 1974 en la industria de la energía eléctrica en América Latina, así como las perspectivas de evolución, se considera necesario recordar algunos aspectos destacados de la economía general de la energía en la región.^{1/}

1. La estructura del abastecimiento energético y la disponibilidad de recursos locales

El consumo total de energía en América Latina durante 1973 se estimó en 246 millones de toneladas equivalentes de petróleo (t.e.p.) siendo la contribución de las diferentes fuentes energéticas la siguiente: hidrocarburos, 157 millones (petróleo 125 y gas natural 32); combustibles vegetales, 49 millones; hidroelectricidad,^{2/} 30 millones, y carbón mineral, 10 millones.

Si se consideran sólo las fuentes de energía comercial,^{3/} sus participaciones porcentuales fueron: hidrocarburos, 80 % (petróleo 64 y gas natural 16); hidroelectricidad, 15 % y carbón mineral, 5 %. En el cuadro 1 aparecen cifras por países correspondientes al año 1972.

^{1/} Un análisis más detallado del sector de la energía eléctrica y su inserción en el cuadro energético general aparece en "La producción y el consumo recientes de energía en América Latina", Estudio Económico de América Latina 1972, Publicación de las Naciones Unidas, Nº de venta: S.74.II.G.1.

^{2/} La conversión de hidroelectricidad a petróleo se efectuó con la relación 1 kWh = 3 200 kcal que corresponde a la energía calórica media que se necesita en las centrales térmicas de la región para generar 1 kWh.

^{3/} Excluye los combustibles vegetales.

Cuadro 1

AMERICA LATINA: PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL Y COMBUSTIBLES VEGETALES, 1972

Cifras preliminares

(Miles de toneladas de petróleo equivalente de 10 700 kcal/kg)

País	Producción						Consumo					
	Carbón mineral	Petróleo crudo	Gas natural a/	Hidroelectricidad b/	Combustibles vegetales c/	Total	Carbón mineral	Derivados del petróleo	Gas natural a/	Hidroelectricidad b/	Combustibles vegetales c/	Total
Argentina	386	22 653	6 840	433	1 564	31 876	714	21 658	5 424	433	1 564	29 793
Barbados	-	-	-	-	90	90	-	200	-	-	90	290
Bolivia	-	2 082	2 978	232	866	6 158	-	562	28	232	866	1 688
Brasil	1 310	8 352	1 081	13 756	16 974	41 473	2 472	28 235	198	13 756	16 974	61 635
Chile	940	1 633	7 024	1 563	1 084	12 244	1 091	5 009	469	1 563	1 084	9 216
Colombia	1 685	9 914	2 848	2 248	3 738	20 433	1 685	4 953	1 496	2 248	3 738	14 120
Costa Rica	-	-	-	332	351	683	-	461	-	332	351	1 144
Cuba	-	-	-	-	3 622	3 622	...	7 260	-	-	3 622	10 882
Ecuador	-	3 772	77	138	1 482	5 469	-	1 290	47	138	1 482	2 957
El Salvador	-	-	-	147	694	841	-	580	-	147	694	1 421
Guatemala	-	-	-	85	1 056	1 141	-	830	-	85	1 056	1 971
Guyana	-	-	-	-	307	307	-	480	-	-	307	787
Haití	-	-	-	27	1 150	1 177	-	130	-	27	1 150	1 307
Honduras	-	-	-	95	580	625	-	410	-	95	530	1 035
Jamaica	-	-	-	38	522	560	-	1 550	-	38	522	2 110
México	2 447	26 241	16 266	4 687	7 294	56 915	3 230	25 013	10 878	4 687	7 294	51 082
Nicaragua	-	-	-	82	445	527	-	520	-	82	445	1 047
Panamá	-	-	-	22	200	222	-	600	-	22	200	822
Paraguay	-	-	-	51	476	527	-	210	-	51	476	737
Perú	45	3 158	1 593	1 434	2 075	8 305	98	4 740	360	1 434	2 075	8 707
República Dominicana	-	-	-	22	1 185	1 207	-	480	-	22	1 185	1 687
Trinidad y Tabago	-	7 328	2 408	-	297	10 033	-	1 870	1 408	-	297	3 575
Uruguay	-	-	-	298	110	408	25	1 705	-	298	110	2 138
Venezuela	31	168 628	40 037	1 849	831	211 376	240	7 015	8 286	1 849	831	18 221
América Latina	6 844	253 761	81 152	27 519	46 943	416 219	2 555	115 761	28 594	27 519	46 943	228 372

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ La producción aparece bastante mayor que el consumo debido a que incluye los excedentes no utilizados de gas que se queman en la atmósfera y los que se reinyectan en los pozos.

b/ Para expresar la hidroelectricidad generada en petróleo equivalente se utilizó la relación 1 kWh = 3 200 kcal que corresponde a la energía calórica promedio que se necesitaba en la zona para generar 1 kWh.

c/ Incluye sólo el consumo de la población y de la industria azucarera.

Los hidrocarburos son los recursos energéticos más consumidos en América Latina, de modo que esta región es, entre las principales del mundo, la más dependiente del petróleo y el gas natural, en términos relativos, para satisfacer sus necesidades. (Véase el cuadro 2.)

La estructura del consumo de energía comercial en varios países de la región no refleja la capacidad de sus recursos disponibles. Tomando como ejemplo las dos principales fuentes de abastecimiento, se desprende que:

a) Frente a un consumo amplio y generalizado de hidrocarburos, las reservas conocidas sólo permiten autoabastecerse a cinco países (Venezuela, Ecuador, Bolivia, Trinidad y Tabago y Colombia); otros cinco satisfacen sólo en parte su propio consumo (México, Argentina, Perú, Chile y Brasil), y los catorce restantes deben importar la totalidad del petróleo que necesitan. En 1973 hubo un fuerte déficit para el conjunto de países importadores, que totalizó más de 50 millones de toneladas.

b) Por el contrario, los recursos hidráulicos, cuyo potencial se estima considerable en los dos tercios de los países de la región, y sólo en cinco es muy reducido (Trinidad y Tabago, Jamaica, Haití, El Salvador y Cuba), aún están poco aprovechados en términos generales.

Cuadro 2

PARTICIPACION DE LOS HIDROCARBUROS Y DE LA HIDROELECTRICIDAD
EN EL CONSUMO BRUTO DE ENERGIA COMERCIAL

(Porcentajes)

Región o grupo de países	Hidrocarburos						Hidro- electricidad b/	
	Total		Derivados del petróleo		Gas natural a/		1961	1971
	1961	1971	1961	1971	1961	1971		
América Latina	80.2	80.4	67.6	64.9	12.6	15.5	12.3	14.4
Europa occidental	31.4	61.2	29.3	51.9	2.1	9.2	15.4	12.0
Europa oriental (incluida Rusia)	29.6	48.1	19.8	27.2	9.8	20.9	4.1	4.1
Estados Unidos	72.4	75.4	39.5	39.8	32.9	35.6	6.1	6.0
Otros países desarrollados	38.7	59.1	33.3	49.9	5.4	9.2	23.2	16.1
Mundo	46.8	60.2	31.6	40.1	15.2	20.1	9.7	8.2

Fuente: Naciones Unidas, World Energy Supplies.

a/ En las series estadísticas consultadas aparece en general, sólo la producción de gas natural que se utiliza como combustible, se excluyen los excedentes que se queman en la atmósfera y los que se reinyectan en los pozos.

b/ Se consideró la producción igual al consumo.

/Aunque determinados

Aunque determinados círculos técnicos de algunos países de América Latina vienen señalando hace años la conveniencia económica de modificar las fuentes de abastecimiento energético para adecuarlas mejor a sus propios recursos naturales, sólo recientemente, con las medidas adoptadas por los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) sobre precios y limitaciones de abastecimiento de petróleo, se generalizó la visión de la incómoda dependencia externa en que se encuentran varios países de la región en lo que toca a sus necesidades de energía. Los importadores de petróleo han visto modificarse bruscamente su balance de pagos. Importaciones de petróleo similares a las de 1973 significarán a los precios actuales un desembolso adicional del orden de los 3 500 millones de dólares, sobre las correspondientes importaciones de 1972.

Por otra parte, el temor a que en caso de continuar acelerándose el consumo, las reservas tradicionales de petróleo en el mundo pudieran agotarse en pocas décadas más, y el reconocimiento generalizado de que conviene reservar los hidrocarburos para usos más esenciales para la humanidad que el de simples combustibles (por ejemplo, la posible producción de proteínas), agrega otro factor para que los países procuren diversificar en los próximos años sus fuentes de abastecimiento energético, dando gran prioridad al desarrollo de sus propios recursos.

2. Posibles cambios en el abastecimiento de energía y el papel de la electricidad

Las políticas tendientes a sustituir parte del alto consumo de petróleo que se hace en América Latina proponen además del uso de recursos hidroeléctricos, el aprovechamiento de otras fuentes, como gas natural, carbón mineral, energía geotérmica, combustibles nucleares, combustibles vegetales y, a más largo plazo, lutitas y arenas bituminosas, aparte, por supuesto, la radiación solar y la energía eólica.

Corresponde subrayar aquí que la utilización de las fuentes hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares se efectúa preponderantemente en forma de energía eléctrica, de aquí que su desarrollo incidirá en un crecimiento más acelerado de los servicios eléctricos.

La mayor parte del combustible consumido se destina a la producción de calor (sectores doméstico e industrial principalmente) y fuerza motriz (sectores del transporte, industrial, agrícola, etc.). El primer propósito puede lograrse en general utilizando distintas fuentes optativas: carbón, gas natural, leña, etc., y en casos especiales, hidroelectricidad, de manera que existe una posibilidad relativamente amplia de sustituir a los derivados del petróleo.

En cambio, para producir fuerza motriz existen menos opciones. En materia de motores estacionarios, el eléctrico generalmente aventaja a otros tipos de motores y es prácticamente irremplazable para pequeñas potencias; por el contrario, en los vehículos automotores, por ahora el motor de combustión interna en general no tiene competidores efectivos.

Así, en sectores como el industrial y el doméstico, donde son apreciables las necesidades de energía calórica y el uso de motores estacionarios, existe la posibilidad de sustituir los derivados del petróleo. En el último caso, la sustitución supone también el uso de energía eléctrica. Tales sectores absorbían en 1970 el 25 y el 10 %, respectivamente, del consumo total de hidrocarburos en América Latina.

En el sector transporte, en cambio, que es el principal consumidor de derivados de petróleo en la región (cerca del 46 % en el año considerado), el motor de combustión interna sólo puede ser desplazado por el eléctrico en ferrocarriles y trolebuses.

Por último, la industria de energía eléctrica es asimismo importante consumidora de derivados de petróleo (15 % en 1970) al convertir en su función de intermediaria, energía calórica

/en eléctrica.

en eléctrica. Cuando esa conversión se efectúa en centrales con turbinas a vapor, que son las que en la región proporcionan la mayor parte de la termoelectricidad, técnicamente puede utilizarse cualquier fuente de calor con una amplia posibilidad de desplazar también a los derivados de petróleo. En 1973, del total de energía comercial consumida en la región, 142 millones de t.e.p. se aprovecharon directamente como combustible (72 %) y 55 millones se convirtieron en energía eléctrica (28 %).

El avance permanente del consumo de energía en forma de electricidad se pone de manifiesto examinando la evolución del coeficiente de electrificación (cociente del consumo de electricidad, expresado en kWh por el consumo neto ^{4/} de combustibles comerciales, medido en kg de petróleo equivalente). Sus valores para el conjunto de América Latina fueron 1.07 en 1961, 1.25 en 1970 y 1.33 en 1972. (Véase el cuadro 3.)

La versatilidad de la energía eléctrica, tanto en sus modalidades de generación (usando diversas fuentes de energía primaria) como en sus múltiples aplicaciones, permite asegurar que su importancia relativa continuará en aumento y que sería una vía destacada para superar las dificultades de abastecimiento energético a mediano y largo plazo que encara el mundo.

^{4/} Excluido el destinado a la generación de termoelectricidad.

Cuadro 3

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION^{a/}, 1961, 1970 Y 1972

Pais	1961	1970	1972
Argentina	0.87	1.08	1.18
Bolivia	1.62	1.52	1.56
Brasil	1.82	1.90	1.98
Chile	1.48	1.44	1.64
Colombia	0.81	1.27	1.60
Costa Rica	3.26	2.62	2.87
Cuba	1.04	0.76	0.91
Ecuador	1.01	1.02	0.98
El Salvador	1.47	1.41	1.68
Guatemala	0.78	1.07	1.34
Guyana	0.47	0.94	0.89
Haití	2.38	1.69	1.62
Honduras	0.52	0.90	1.02
Jamaica	1.21	1.58	1.99
México	0.74	0.95	1.05
Nicaragua	1.38	1.43	1.89
Panamá	0.94	2.86	3.47
Paraguay	1.16	1.25	1.57
Perú	1.21	1.32	1.28
República Dominicana	2.17	4.89	8.24
Trinidad y Tobago	0.30	0.44	0.39
Uruguay	1.23	1.70	1.81
Venezuela	0.78	1.06	0.86
<u>América Latina</u>	<u>1.07</u>	<u>1.25</u>	<u>1.33</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ Cociente entre el consumo de electricidad en kWh y el consumo de combustibles comerciales como tales, expresados en términos de petróleo equivalente.

/Finalmente, en

Finalmente, en esta reseña general del abastecimiento de energía en América Latina a la luz de los nuevos precios del petróleo, corresponde señalar que en el sector eléctrico particularmente las políticas de selección de inversiones y la operación de sistemas tendrán que revisarse a fondo. Por ejemplo, proyectos hidroeléctricos que se concibieron y diseñaron con estricto criterio económico para operar complementariamente con centrales térmicas que quemaban fuel oil a 2 dólares el millón de kilo calorías, se encuentran ahora subaprovechados, por haberse duplicado con creces el precio del calor. En consecuencia, podrían justificarse inclusive la ampliación de centrales hidroeléctricas ya construidas (con las dificultades inherentes), y podrían modificarse apreciablemente las pautas de operación.

En otros casos, puede ser aconsejable estudiar de inmediato la conveniencia económica de dar de baja - prematuramente en cuanto a su desgaste físico - unidades térmicas cuya operación resulta cara, y adelantar la construcción de centrales hidráulicas, nucleares o aun térmicas con rendimiento superior. Dado el tiempo relativamente largo que demora la planificación y construcción de éstas, una decisión así sólo se materializaría, como en el caso anterior, al cabo de varios años.

En los acápites que siguen se tratará de examinar con relativo detenimiento el sector eléctrico, desde el punto de vista de las repercusiones que tiene en él el nuevo nivel de precios del petróleo, y de sus perspectivas de evolución.

B. LA INDUSTRIA DE LA ENERGIA ELECTRICA

1. Recursos disponibles para generar electricidad, aparte del petróleo

a) Potencial hidroeléctrico

No existe en América Latina una evaluación directa del potencial hidroeléctrico económicamente utilizable hecho con criterio uniforme y que lo abarque en su totalidad. El principal obstáculo para ello ha sido el conocimiento sólo parcial de la topografía e hidrología. La CEPAL realizó hace algunos años una estimación indirecta utilizando únicamente la información disponible en materia de precipitación y topografía, cuya finalidad era establecer órdenes de magnitud, a través de un criterio uniforme para todos los países. Los resultados de ese estudio aparecen en el cuadro 4 (columna 1). En esa oportunidad, se estimó que el potencial hidroeléctrico "económicamente aprovechable" era aproximadamente un 20 % del "técnicamente aprovechable", lo que daba para él una magnitud cercana a los 2.8 millones de GWh anuales. Debido al fuerte incremento actual del costo de producción de las centrales térmicas, por el alza en los precios de los combustibles, debe esperarse un significativo incremento en el porcentaje antes mencionado, aunque él no sea todavía cuantificable. En efecto, muchos proyectos hidroeléctricos que antes no se consideraban económicos, ahora lo son. Tomando sólo la cifra indicada, puede señalarse, a título de ilustración general, que ella es 30 veces superior a la generación hidroeléctrica de 1973 y que equivaldría en petróleo a 900 millones de toneladas anuales, si se destinara exclusivamente a usos distintos de la simple producción de calor, como energía motriz, alumbrado eléctrico, procesos electrometalúrgicos, etc. Si recordamos que el consumo total de hidrocarburos en la región alcanzó a 157 millones de t.e.p. en 1973, esto equivaldría a una sexta parte de la cantidad antes mencionada. Sin embargo, el aprovechamiento de esta energía renovable y limpia supone una elevada intensidad de inversiones y un proceso de investigaciones en el terreno (principalmente

/Cuadro 4

Cuadro 4

AMERICA LATINA: ENERGIA HIDROELECTRICA: POTENCIAL ECONOMICO
ACTUAL Y POTENCIAL IDENTIFICADO, 1970

País	Potencial económico actual a/		Potencial identificado b/		
	Total	Por km ²	Capaci- dad	Genera- ción	Relación
	(miles de gwh) (1)	(kw/ km ²) (2)	(mw) (3)	(gwh) (4)	(4)/(1) (5)
Argentina	148.0	4.0	30 981	148 050	1.00
Bolivia	128.4	13.3	338	1 500	0.01
Brasil	900.5	12.2	80 000	360 000	0.40
Colombia	394.3	33.5	22 520	80 000	0.24
Costa Rica	30.9	41.1	687	3 830	0.12
Cuba	6.0	6.1
Chile	197.0	31.9	24 319	146 490	0.74
Ecuador	150.4	60.2	2 483	14 570	0.10
El Salvador	6.4	20.5	838	2 810	0.44
Guatemala	36.0	40.3	1 240	4 660	0.13
Guyana	40.8	18.5
Haití	9.8	21.8
Honduras	30.8	15.4	340	1 360	0.04
Jamaica	2.4	31.3	25
México	97.0	24.5	6 120	23 000	0.24
Nicaragua	20.0	5.6	300	1 670	0.08
Panamá	27.4	15.7	...	5 360	0.20
Paraguay	47.1	31.6	6 500	30 000	0.64
Perú	286.8	13.3	34 000	155 000	0.54
República Dominicana	7.0	25.5
Surinam	23.0	16.3
Trinidad y Tabago	1.0	18.2
Uruguay	7.5	4.9	1 268	4 460	0.59
Venezuela	304.0	38.1	3 700	14 000	0.05
<u>América Latina</u>	<u>2 835.5</u>	<u>15.8</u>	<u>215 659</u>	<u>996 760</u>	<u>0.36</u>

Fuentes: CEPAL.

a/ Valores estimados. Véase "El potencial hidroeléctrico de América Latina", Boletín Económico de América Latina, vol. XII, No 1.

b/ A base de reconocimientos en el terreno, anteproyectos y centrales construidas.

/hidrológicas), estudios

hidrológicas), estudios de planificación y proyecto que lo preceda en varios años: por lo menos siete si se dispone de informaciones hidrológicas suficientemente extensas y fidedignas, y 15 a 20 años o más en caso contrario.

En la región se han identificado proyectos hidroeléctricos que en conjunto representan cerca de un tercio de los potenciales económicos estimados (1970). En la Argentina, la capacidad de los proyectos identificados prácticamente iguala al total de los potenciales y en Chile, Paraguay, Perú y Uruguay las relaciones correspondientes son relativamente altas, variando entre 54 y 74 %. (Véase nuevamente el cuadro 4.) En cambio, en otros países, la capacidad que suman los proyectos hidroeléctricos identificados es pequeña en relación con los totales estimados. Los potenciales hidroeléctricos se hallan ciertamente entre los principales recursos naturales latinoamericanos que hasta ahora han sido poco aprovechados.

b) Gas natural

En América Latina, el gas natural se encuentra principalmente asociado al petróleo. En 1973 las reservas de gas natural en la región llegaban a 2 586 millones de metros cúbicos, cantidad casi 70 veces mayor que el consumo de ese año. Dos terceras partes de las reservas comprobadas se hallan en tres países: Venezuela (45 %), México (12 %), Argentina (9 %). El 34 % restante se encuentra repartido entre Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Perú y Trinidad y Tabago.

Cuatro países originaron casi nueve décimos de la producción bruta regional de gas natural en 1972: Venezuela (50 %), México (20 %), Chile (9 %) y Argentina (8 %).

La relación entre el consumo y la producción neta de gas natural (no se considera el gas reinyectado) está elevándose, pero aún es relativamente baja: alrededor de un medio en 1970. El incremento que se observa refleja la mayor utilización como combustible que se está haciendo de él, principalmente entre los grandes consumidores de gas natural (Argentina, México, Trinidad y Tabago y Venezuela). Hay una parte que no se aprovecha y se quema libremente a la salida de los pozos.

/A pesar

A pesar de que este proceder ha disminuido, origina todavía un desperdicio considerable de un importante recurso energético de la región. Como se estima que el 31 % del consumo de gas natural se destinó a la producción de energía eléctrica (1972), se ven las enormes posibilidades que este recurso ofrece para la producción eléctrica en el futuro, incluso en operaciones internacionales. Pueden preverse exportaciones de gas natural licuado, o el uso de gasoductos internacionales para la producción de electricidad en el país consumidor (como sucede con la exportación de gas desde Bolivia a la Argentina), o bien interconexiones de sistemas para exportar directamente la energía eléctrica (centrales generadoras cerca de yacimientos gasíferos).

c) Carbón mineral

Los mayores yacimientos conocidos se encuentran localizados principalmente en siete países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú y Venezuela. Los recursos medidos totalizan 4 100 millones de toneladas y los potenciales se estiman en 60 000 millones de toneladas, mientras el consumo anual no llega a 15 millones de toneladas.^{5/} Con tan amplio potencial puede esperarse que este recurso alcance una mayor participación en el abastecimiento de energía eléctrica de América Latina, principalmente mediante la construcción de centrales generadoras en las minas de carbón. Un análisis más detallado sobre sus posibilidades y perspectivas se presenta en el documento: El carbón latinoamericano y sus perspectivas.^{6/}

^{5/} Lamentablemente las informaciones disponibles son muy deficientes y no permiten distinguir la parte de tales recursos que se considera "económicamente explotable".

^{6/} Ramón Suárez: El carbón latinoamericano y sus perspectivas, Documento informativo Nº 3, 1974, preparado para este Simposio.

d) Energía geotérmica

Este recurso parece disponible en forma relativamente ventajosa en una faja occidental de América Latina que correría más o menos paralela a la Sierra Madre Occidental en México, pasaría por la zona central de ese país, se prolongaría en el Istmo Centroamericano y luego flanquearía aproximadamente la Cordillera de los Andes en América del Sur. Sin embargo, su aprovechamiento sólo se inició en escala relativamente amplia en 1972, al ponerse en servicio una central de este tipo en el noroeste de México: la de Cerro Prieto (75 MW) en el Valle de Mexicali, que será ampliada a 360 MW.^{7/}

Otro país, El Salvador, se encuentra próximo a utilizar la energía geotérmica (Ahuachapán, 33 MW), mientras en Chile los estudios para instalar una central de este tipo en el norte (Tatío, en la provincia de Antofagasta) se encuentran avanzados, estimándose que el potencial total podría aproximarse a 100 000 kW, aunque en una primera etapa no se instalarían más de 15 000 kW. Los demás países no han concretado todavía su interés en este recurso. Por encontrarse las investigaciones correspondientes en una etapa preliminar, no se dispone de cifras sobre sus potencialidades a nivel regional.

e) Minerales radioactivos

Las informaciones sobre estos recursos son escasas, considerándose las "reservadas" en algunos países. Los países que habrían realizado mayores esfuerzos de prospección, aunque todavía en forma incompleta, serían Argentina, Brasil y México, y precisamente es en ellos donde su utilización ya ha comenzado o está en vías de comenzar. Hasta 1973 ^{8/} las reservas estimadas de U₃O₈ eran de 53 000 toneladas en Argentina (23 000 a menos de 10 dólares la libra y 30 000 entre 10 y 15 dólares); 73 000 toneladas en Brasil ^{9/} (2 500 a menos de

^{7/} Anteriormente, y en calidad de planta experimental, se construyó la central Pathe, de 3 500 kW, en el estado de Hidalgo.

^{8/} Organismo Internacional de Energía Atómica, Bulletin N.º 1/2, 1974.

^{9/} Incluyen unas 70 000 toneladas asociadas a yacimientos de fosfatos.

10 dólares la libra y 700 entre 10 y 15 dólares), y 1 900 toneladas en México 10/ (1 000 a menos de 10 dólares la libra y 900 entre 10 y 15 dólares). Como referencia, en la Argentina la Central de Atucha (340 MW totales) consumirá 50 toneladas anualmente y Río Tercero (600 MW) 80 toneladas. En los reactores regeneradores (que se supone empezarán a operar comercialmente antes de 1990), el consumo específico de uranio será aproximadamente sólo un 2 % del correspondiente a los reactores actuales.

En el Brasil existe también torio en importantes depósitos que podrían constituir alrededor del 20 % de las reservas mundiales conocidas de este elemento.

En resumen, todos los recursos examinados anteriormente constituyen una cuantiosa reserva de energía para la región, cuya mayor parte puede utilizarse económicamente en forma de electricidad.

2. La capacidad eléctrica instalada

En 1973, la capacidad de generación instalada en América Latina alcanzó a 51.4 millones de kW. (Véase el cuadro 5.) El 84 % de dicha capacidad se hallaba en el servicio público y 50 % correspondía a centrales hidroeléctricas (25.4 millones de kW).

Examinando el mismo cuadro se observa un aumento progresivo de la participación de las centrales hidroeléctricas en la capacidad instalada del servicio público, hasta alcanzar el 56 % en 1973, y una disminución porcentual de los auto-productores, poseedores principalmente de centrales térmicas. Ambos hechos son positivos desde el punto de vista del ahorro de derivados del petróleo. Sin embargo, se destaca la escasa utilización actual de los recursos hidráulicos económicamente aprovechables (menos del 4 %) frente a una producción térmica relativamente alta. A ello han contribuido diversos factores como:

- La oferta de petróleo barato y la tendencia declinante de su precio hasta 1970 en los mercados internacionales;11/

10/ Informaciones más recientes elevan las reservas a 4 300 toneladas.

11/ En muchos lugares el petróleo importado era más barato que el carbón de producción nacional, en términos de calor producido.

Cuadro 5

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA, 1958-1973

(Mw)

País	1958						1967						1973a/					
	Servicio público			Total del país			Servicio público			Total del país			Servicio público			Total del país		
	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total
Argentina	272	1 858	2 130	295	2 735	3 030	409	3 467	3 876	432	5 139	5 571	1 318	5 948	6 666	1 335	7 135	8 470
Bolivia	70	11	81	92	51	143	121	20	141	144	75	219	185	36	221	210	100	310
Brasil	3 021	604	3 626	3 223	769	3 993	5 344	1 456	6 800	5 692	2 016	7 708	12 452	2 286	14 738	12 835	3 080	15 915
Chile	411	123	534	522	492	972	608	348	956	720	848	1 568	1 157	551	1 708	1 270	1 175	2 445
Colombia	453	177	630	490	368	858	1 191	490	1 681	1 276	785	2 061	1 878	915	2 793	2 005	1 140	3 145
Costa Rica	73	25	98	81	29	110	168	41	209	176	56	232	262	50	312	275	105	380
Cuba	-	469	469	-	854	854	-	666	666	-	1 110	1 110	-	1 500	1 500	-	2 000	2 000
Ecuador	31	54	85	37	57	94	80	110	190	83	147	230	98	214	312	105	280	385
El Salvador	56	9	65	56	18	74	109	46	155	109	63	172	109	79	188	110	105	215
Guatemala	25	19	44	25	32	57	40	76	116	44	87	131	125	124	249	125	145	270
Guyana	-	15	15	-	35	35	-	40	40	-	100	100	-	80	80	-	120	120
Haití	-	12	12	-	27	27	-	20	20	-	45	45	48	21	69	50	45	95
Honduras	3	12	15	3	26	29	31	28	59	32	44	76	72	63	135	72	81	153
Jamaica	13	52	65	13	108	121	22	130	152	22	220	242	16	412	428	16	512	528
México	1 111	888	1 999	1 159	1 401	2 560	2 520	2 364	4 884	2 640	3 161	5 801	3 839	3 956	7 795	3 930	5 270	9 200
Nicaragua	1	50	51	1	75	76	51	65	116	58	97	155	100	117	217	110	160	270
Panamá	7	42	49	-	-	-	15	106	121	62	191	253	22	177	199	22	208	230
Paraguay	-	29	29	-	34	34	1	43	44	1	66	67	90	37	127	90	64	154
Perú	213	78	291	401	252	653	581	248	829	871	646	1 517	1 008	332	1 340	1 290	920	2 210
República Dominicana	-	87	87	-	117	117	15	123	138	15	173	188	55	242	297	55	312	367
Trinidad y Tabago	-	61	61	-	109	109	-	203	203	-	253	253	-	264	264	-	314	314
Uruguay	128	203	331	128	203	331	236	224	460	236	224	460	252	307	559	252	307	559
Venezuela	35	621	656	35	993	1 028	380	1 480	1 860	380	2 040	2 420	1 243	1 884	3 127	1 243	2 400	3 643
América Latina	5 923	5 499	11 422	6 561	8 785	15 346	11 922	11 794	23 716	12 993	17 586	30 579	24 329	18 995	43 324	25 400	25 978	51 378

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ Cifras preliminares.

Problemas de

- Problemas de financiamiento y alto costo de capital, que afectaron principalmente a las centrales hidroeléctricas que normalmente necesitan una mayor inversión inicial;
- La escasez de la información básica (principalmente hidrológica), que requieren los proyectos hidráulicos;
- Situaciones de emergencia por insuficiente capacidad generadora en las que se recurrió a centrales térmicas de rápida instalación, postergando aprovechamientos hidroeléctricos más convenientes para la economía nacional;
- La existencia de gran número de centros consumidores pequeños y medianos dispersos en zonas accidentadas, fáciles de abastecer mediante centrales térmicas aisladas;
- Recursos hidroeléctricos alejados de los centros de consumo y, en algunos países, escasez de demanda para grandes aprovechamientos que no sería económico desarrollar paulatinamente.^{12/}

La situación sin duda ha evolucionado favorablemente en los últimos años y su reflejo es el aumento de la participación relativa de las centrales hidroeléctricas en los últimos años (véase nuevamente el cuadro 5).

El cuadro 6 muestra la distribución de la capacidad instalada en centrales térmicas según la fuente calórica utilizada. Puede observarse que en 1973 el 72 % de las centrales empleaba derivados de petróleo. Predominan las centrales de vapor que utilizan fuel oil (48 %), aunque otras utilizan carbón mineral o gas natural, por hallarse ubicadas en los países productores de tales combustibles.

^{12/} La transmisión económica de energía eléctrica a grandes distancias es una técnica que se encuentra en plena evolución. En el decenio de 1950 la distancia límite era más o menos 500 km, lo que descartaba la posibilidad de aprovechar muchos recursos que hoy se están utilizando, o en vías de utilizar. Actualmente se considera que no es problema transmitir energía a 2 000 km de distancia. Simultáneamente, el incremento del empleo de los voltajes "extra altos" y "ultra altos" conducen a importantes economías, que mejoran las posibilidades de competir de los recursos hidroeléctricos alejados de los centros de consumo, así como de interconectar sistemas.

Cuadro 6

AMERICA LATINA: CAPACIDAD INSTALADA TOTAL EN CENTRALES TERMICAS
SEGUN LA FUENTE CALORICA UTILIZADA

(Miles de MW)

	1961	1970	1973
Fuel-oil	4.7	9.8	12.3
Diesel-oil	3.6	6.0	6.3
Gas natural	1.9	3.3	4.7
Carbón	0.5	1.3	1.3
Combustibles vegetales	1.0	1.2	1.2
Geotermica	-	-	0.1
<u>Total</u>	<u>11.7</u>	<u>21.6</u>	<u>25.9</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

/Se observa

Se observa en los últimos años una notable disminución en el crecimiento de las centrales diesel, como consecuencia de la integración de sistemas mediante interconexiones, por una parte, y del desarrollo que están alcanzando los grupos generadores con turbinas a gas, por otra.

3. La generación de energía eléctrica

La producción total de energía eléctrica en la región alcanzó en 1973 a unos 197 000 GWh,^{13/} de los cuales 88 000 fueron generados en centrales térmicas (45 %) y el resto (55 %) en centrales hidroeléctricas. El porcentaje de generación hidroeléctrica en los distintos países se aparta mucho del promedio regional. Así, por ejemplo, tres países (Cuba, Guyana y Trinidad y Tabago) generaron energía utilizando total o casi exclusivamente centrales térmicas, y en cuatro países, la hidroelectricidad produjo las tres cuartas partes o más de la energía eléctrica que generaron: Bolivia (88 %), Brasil (88 %), Costa Rica (81 %) y Paraguay (77 %). En el cuadro 7 se puede apreciar cómo han variado estas cifras en los últimos quince años.

Del total generado, unos 19 000 GWh corresponden a producción térmica de los autoprodutores (10 %). En esta cifra se incluye la producción de las empresas petroleras en sus campos de producción y refinerías, así como de numerosos establecimientos que, por la naturaleza de sus procesos industriales, pueden generar energía eléctrica a un costo muy bajo sin consumos adicionales importantes de combustibles comerciales. No se prevé que estas industrias hayan de conectarse al servicio público. Su capacidad instalada se estima en unos 2 000 000 a 2 500 000 kW.

^{13/} 1 GWh = 1 000 000 kWh.

Cuadro 7

AMERICA LATINA: EVOLUCION DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA, 1958-1973

(GWh)

País	1958			1967			1973a/											
	Servicio público			Servicio público			Servicio público											
	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total									
Argentina	665	6 710	7 375	665	8 754	9 419	1 188	11 191	12 379	1 260	15 447	16 707	2 853	18 833	21 686	2 900	23 800	26 700
Bolivia	238	17	255	332	112	444	412	21	433	512	83	595	570	80	650	780	110	890
Brazil	16 489	1 808	18 297	17 484	2 281	19 765	27 442	3 833	31 275	21 189	5 049	34 238	56 800	5 500	62 300	57 900	7 900	65 800
Chile	1 897	157	2 054	2 661	1 485	4 146	3 456	810	4 266	4 255	2 636	6 891	4 200	1 800	6 090	5 280	3 120	8 400
Colombia	1 930	520	2 450	2 030	1 020	3 050	3 850	1 697	5 547	4 650	2 017	6 667	7 240	2 640	9 880	7 800	3 800	11 600
Costa Rica	274	63	337	291	74	365	674	28	702	692	60	752	1 338	270	1 608	1 360	320	1 680
Cuba	-	1 867	1 867	-	2 588	2 588	-	3 050	3 050	-	4 000	4 000	-	4 900	4 900	-	5 700	5 700
Ecuador	134	126	260	359	165	524	330	320	650	360	400	760	440	710	1 150	470	930	1 400
El Salvador	203	3	206	203	10	213	426	65	491	426	90	516	479	490	969	480	520	1 000
Guatemala	106	72	178	106	122	228	146	338	484	158	373	531	296	529	825	300	680	980
Guyana	-	40	40	-	67	67	-	95	95	-	230	230	-	185	185	-	360	360
Haití	-	47	47	-	90	90	-	75	75	-	115	115	110	10	120	110	60	170
Honduras	11	28	39	11	69	80	152	47	199	154	78	232	408	49	457	410	70	480
Jamaica	85	123	208	85	343	428	150	450	600	150	800	950	140	1 095	1 235	140	2 000	2 140
México	4 156	3 250	7 406	4 296	4 761	9 057	10 440	6 989	17 429	11 206	9 720	20 926	17 000	17 856	34 856	17 250	21 410	38 660
Nicaragua	3	68	71	33	107	140	172	198	310	177	220	397	343	423	766	380	490	870
Panamá	14	158	172	246	196	442	52	428	480	362	789	1 151	1 000	1 243	1 343	1 000	1 350	1 450
Paraguay	-	66	66	-	81	81	-	116	116	-	125	125	300	10	310	300	90	390
Perú	630	263	893	1 399	613	2 011	2 016	232	2 248	3 166	1 577	4 743	3 850	350	4 200	5 270	1 870	7 140
República Dominicana	-	225	225	-	284	284	60	530	590	60	660	720	60	1 201	1 261	60	1 260	1 320
Trinidad y Tobago	-	186	186	-	383	383	-	731	731	-	1 035	1 035	-	1 090	1 090	-	1 340	1 340
Uruguay	760	476	1 236	760	476	1 236	1 319	585	1 904	1 319	585	1 904	1 560	900	2 460	1 560	900	2 460
Venezuela	138	2 112	2 250	138	3 653	3 791	1 200	5 500	6 700	1 300	7 300	9 200	6 250	7 010	13 260	6 400	9 400	15 800
América Latina	27 733	18 385	46 118	30 899	27 734	58 633	53 485	37 269	90 754	59 326	53 982	113 385	104 337	67 174	171 511	109 250	87 480	196 730

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

a/ Cifras preliminares.

/Un porcentaje

Un porcentaje importante de la capacidad térmica autoprodutora permanece como reserva para operar sólo en casos de emergencia, a juzgar por la bajísima utilización anual que tienen en general sus centrales (2 640 horas).^{14/} La generación autoprodutora disminuirá en términos relativos a medida que los servicios públicos cubran mayor superficie y mejoren su calidad. Así, se estima que a unos 4 500 000 kW térmicos o, en términos de energía, unos 12 000 millones de kWh anuales, podrían ser absorbidos por el servicio público. La conveniencia económica de un proceso de esta naturaleza es evidente: mayor empleo de hidroelectricidad, mejores rendimientos en la generación térmica y factores más altos de utilización de las instalaciones.

La información disponible sobre la eficiencia física con que se utilizan los combustibles en las centrales térmicas de la región pone de relieve una variedad de situaciones nacionales. Así, en los servicios públicos de ocho países el insumo medio de combustible en 1970 fue de 3 245 kcal/kWh (véase el cuadro 8);^{15/} en cambio, las últimas cifras comparables de la Comunidad Económica Europea y de los Estados Unidos se aproximan a las 2 400 y 2 600 kcal/kWh, respectivamente. Los coeficientes de eficiencia térmica en la Argentina, México y Venezuela tienen especial influencia en el promedio regional, porque estos tres países producen aproximadamente las dos terceras partes de la termoelectricidad generada en América Latina. Las unidades de mayor tamaño en la región (300 000 kW), operando a plena carga, pueden lograr rendimientos cercanos a 2 200 kcal/kWh, apreciablemente superiores al promedio antes indicado.

Teniendo en cuenta las características de los sistemas de la región parece factible a corto plazo reducir el consumo medio a unas 2 800 kcal/kWh ^{16/} en la generación de los servicios públicos basada en fuel oil y diesel oil. La economía en ambos combustibles representaría unos 150 millones de dólares anuales, a los precios actuales.

^{14/} La utilización de las centrales hidroeléctricas de los mismos autoprodutores se eleva a 4 590 horas.

^{15/} Eficiencia del 26.5 %.

^{16/} Eficiencia del 30.7 %.

Cuadro 8

AMERICA LATINA: RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES TERMICAS EN ALGUNOS PAISES, 1970

País	Empresa	Generación (millones de kWh)	Consumo de coal (miles de millones)	Rendi- miento (coal/ kWh)
Argentina	Total del servicio público	15 372.2	45 177.8	2 947
México	Total del servicio público	11 224.9	36 261.0	3 230
Brasil	Total del país	5 248.3	20 408.1	3 888
Venezuela	CADAFE	1 932.0	7 537.9	3 902
Venezuela	CALECA	2 419.4	7 306.6	3 020
Chile	Total del país	3 243.5	9 830.4	3 030
Colombia	Total del servicio público	1 916.0	7 670.2	4 003
República Dominicana	C.D.E.	831.0	2 590.2	3 117
<u>Total</u>		<u>42 142.3</u>	<u>136 782.2</u>	<u>3 245</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

/En los

En los últimos tres años, algunos sistemas han instalado unidades generadoras con turbinas a gas, varias de las cuales utilizan derivados del petróleo. Aunque su objetivo es operar a las horas de máxima demanda, su alto consumo unitario (4 000 kcal/kWh) repercute desfavorablemente en el aspecto mencionado.

4. El consumo y las pérdidas

La forma como se distribuyó porcentualmente la energía generada en el servicio público en 1973 y su evolución en los últimos quince años aparece en el cuadro 9. Se ha ido tendiendo a una operación más económica de la industria eléctrica, mejoría que se acentuó notablemente en el último tiempo.

Por una parte, se observa el incremento de las ventas de los servicios públicos a los consumidores industriales, que alcanzaron en 1973 al 44 % de la generación total, hecho ventajoso ya comentado. Por otra parte, si bien las pérdidas en la transmisión y distribución se mantienen todavía a un nivel alto (16.2 % de la generación), ellas han venido descendiendo, en especial en los últimos tres años.

La parte de estas pérdidas que podría ser eliminada económicamente recarga inútilmente las inversiones en la capacidad generadora y aumenta las dificultades financieras de las empresas. Además, siendo térmica una parte importante de la producción, se ha elevado sustancialmente su costo como consecuencia de los precios alcanzados por los combustibles. Estimando en 6 % de la generación total las pérdidas en exceso sobre los promedios habituales en países desarrollados (óptimo económico), el equivalente en combustible quemado sin beneficio alguno representa actualmente unos 200 millones de dólares anuales, y la mayor capacidad en las instalaciones involucra una inversión improductiva equivalente a unos 1 500 millones de dólares.

Cuadro 9

AMERICA LATINA: DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO DE
ENERGIA ELECTRICA EN EL SERVICIO PUBLICO

Sector	1958	1970	1973
Industrial	29.9	36.6	44.0
Residencial y comercial	38.0	32.1	28.7
Otros	14.6	13.1	11.1
Pérdidas	17.5	17.2	16.2
<u>Total</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>

Fuente: CEPAL, a base de informaciones oficiales.

5. Programas de expansión de los sistemas

Los programas de instalación de centrales generadoras que han podido compilarse (incompletos en algunos casos), prevén la incorporación de unos 50 millones de kW hasta 1980. (Véase el cuadro 10.)

Resalta la tendencia, más acentuada que la que se notó en el decenio de 1960, a la construcción de centrales eléctricas que no utilizan derivados de petróleo como fuente primaria. Ha de subrayarse que la mayor parte de tales programas se formularon a fines del decenio de 1960 y comienzos del de 1970, es decir, mucho antes de la rápida alza de los precios del petróleo. Es posible que la tendencia anotada arraigue en parte en los Acuerdos de Teherán (febrero de 1971). Esto significaría que los planificadores del sector eléctrico en la región vislumbraron desde entonces cambios importantes en el nivel de precios de ese combustible que provocarían un fuerte incremento de los desembolsos anuales en divisas. Las consecuencias de tal previsión empezarán a hacerse sentir ahora, ya que de la capacidad generadora que entrará a operar entre 1974 y 1980, la alimentada por petróleo sólo será aproximadamente un 9 % del total.

En los programas mencionados se incluyen 32.3 millones de kW generados por centrales hidráulicas, 2.9 millones de kW por centrales nucleares, 0.3 millones de kW por centrales geotérmicas, unos 7.1 millones de kW por gas natural y 2.3 millones de kW por carbón mineral. Restan poco más de 5.4 millones de kW que provendrán de turbinas a vapor que utilizan derivados de petróleo.

No se prevé una reducción adicional importante de esta última capacidad a consecuencia de los nuevos precios del petróleo, ya sea anticipando o introduciendo nuevos proyectos hidroeléctricos, debido al período largo (y relativamente rígido) que debe transcurrir entre el estudio y la puesta en servicio de centrales de este tipo.

Cuadro 10

AMÉRICA LATINA: PROGRAMA DE INSTALACION DE CENTRALES ELECTRICAS
SEGUN INFORMACIONES DISPONIBLES, 1974-1980

(Miles de kW)

	Hidráulicas	Térmicas			Otras		Subtotal	Total
		Derivados del petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Geo-técnica		
Capacidad instalada al 31 Dic. 1973	25 400	18 600	4 700	1 300	-	75	24 575	50 075
Capacidad programada 1 Enero 1974 al 31 Dic. 1980	32 349	5 144	7 072	2 267	2 385	318	18 001	50 350
Argentina	6 680	-	1 200	565	920	-	2 685	9 365
Bolivia	66	-	12	-	-	-	12	78
Brasil	14 000	1 499	-	-	625	-	2 124	16 124
Chile	820	275	-	360	-	15	650	1 470
Colombia	1 654	410	-	382	-	-	792	2 446
Costa Rica	180	30	-	-	-	-	30	210
Cuba	-	-	-	-	-	-
Ecuador	507	321	-	-	-	-	321	828
El Salvador	189	-	-	-	-	33	33	222
Guatemala	188	157	-	-	-	-	157	345
Guyana	-	-	-	-	-	-	-	-
Haití	-	-	-	-	-	-	-	-
Honduras	340	24	-	-	-	-	24	364
Jamaica	-	68	-	-	-	-	68	68
México	3 300	1 322	3 500	950	1 340	285	7 407	10 707
Nicaragua	-	200	-	-	-	-	200	200
Panamá	470	233	-	-	-	-	238	708
Paraguay	90	40	-	-	-	-	40	130
Perú	1 965	216	-	-	-	-	216	2 181
República Dominicana	40	269	-	-	-	-	269	309
Trinidad y Tabago	-	-	160	-	-	-	160	160
Uruguay	570	375	-	-	-	-	375	945
Venezuela	1 290	-	2 200	-	-	-	2 200	3 490
Retiros, 1 Enero 1974 al 31 Dic. 1980	600	2 000	-	-	-	-	2 000	2 600
Capacidad instalada al 31 Dic. 1980	57 149	22 044	11 772	3 567	2 885	393	40 676	97 825

Fuente: CEPAL, estimaciones a base de informaciones diversas.

/Sin embargo,

Sin embargo, dada la relativa flexibilidad de las turbinas a vapor en lo que toca al combustible que utilizan, puede esperarse en las circunstancias actuales, que en determinados países importadores de crudos se produzca una ulterior sustitución por carbón o gas natural,^{17/} según disponga el país de uno u otro de estos combustibles.

Restando la capacidad instalada que quedará obsoleta en el resto del decenio de 1970 (0.6 millones de kW hidráulicos y 2.0 millones de kW térmicos), se espera que al final de él, el parque generador de América Latina esté formado por 57.1 millones de kW hidroeléctricos, 22.0 millones de kW generados por centrales que utilizan petróleo y 18.6 millones generados por otras fuentes primarias de energía, según indica el cuadro 10.

Con relación a los países importadores de petróleo, cabe subrayar que una alta proporción de generación hidroeléctrica evitará fuertes desembolsos de divisas (problema principal de la "crisis"), tanto porque el componente en moneda extranjera de la inversión inicial es menor que en la opción térmica, cuanto porque no requiere desembolsos anuales por concepto de combustible.

Simultáneamente con los amplios programas de construcción de centrales hidroeléctricas, cabe destacar los avances proyectados en la integración de sistemas, por sucesivas interconexiones, que permitirá la estructuración paulatina de redes eléctricas de amplia cobertura territorial hacia 1980.^{18/}

^{17/} Una parte importante del gas natural producido en la región está asociada a la explotación del petróleo, de modo que los volúmenes disponibles son superiores a las necesidades del consumo interno y hasta ahora una proporción significativa de la producción se quema libremente sin utilidad alguna. Actualmente podría justificarse el tendido de un gasoducto, cosa que, con los precios anteriores del petróleo, no era posible.

^{18/} Los países que poseían sistemas con distintas frecuencias de generación (Brasil, México, Venezuela) se abocaron primero a solucionar este serio obstáculo a la integración. En la actualidad, hay prácticamente uniformidad de frecuencias en todos los países, a excepción de México y Guyana, donde se trabaja activamente para uniformarlas.

C. AUMENTO DE LOS COSTOS DE GENERACION

El efecto que el alza de los precios del petróleo tiene para los consumidores de energía eléctrica varía grandemente con las características de abastecimiento de los sistemas eléctricos, de modo que cada caso debe estudiarse separadamente. Aquí sólo se pretende dar una visión muy general del problema planteado.

Hay países donde la generación eléctrica es predominantemente térmica (sobre la base de hidrocarburos). Así sucede en Cuba, Guyana, Trinidad y Tabago, la República Dominicana, Panamá, Argentina y Guatemala, países donde la participación de las centrales térmicas varía desde el 100 % hasta el 68 % (1973). En ellos el efecto de los mayores precios será grande, salvo Trinidad y Tabago y la Argentina, que emplean fundamentalmente gas natural asociado a la producción nacional de petróleo; además, el primero es exportador de petróleo, y el segundo, que casi se autoabastece, emplea también carbón nacional.

Hay otros países donde predomina la producción hidroeléctrica y, en consecuencia, el efecto será menor, por ser poca la generación térmica; en este caso se encuentran Costa Rica, Brasil, Bolivia (exportador de petróleo), Honduras, Perú, Colombia y Paraguay, países donde la producción termoeléctrica varía entre 9 y 29 %.

En países que se encuentran en situación intermedia, el mayor precio del petróleo repercutirá en los precios de la energía eléctrica en forma importante, pero el efecto será menos severo que en los países del primer grupo y dará lugar a una gama de situaciones diferentes. (Véase nuevamente el cuadro 7.)

El impacto más fuerte lo sufrirán los pequeños sistemas eléctricos alimentados por centrales diesel, que abastecen aisladamente a centros de escasa población (muchos de ellos rurales), y los autoprodutores de reducida capacidad.

Los sistemas grandes y medianos suelen estar alimentados por una combinación de centrales hidráulicas y térmicas a vapor, que a su vez pueden quemar combustibles distintos del petróleo (carbón, gas natural).

Para examinar el aumento del precio de la energía eléctrica generada por centrales a vapor y diesel en virtud del encarecimiento de los combustibles, es necesario establecer previamente los costos representativos del diesel oil y del fuel oil para las empresas eléctricas de los países latinoamericanos importadores de hidrocarburos líquidos, en enero de 1973 y en el promedio del primer semestre de 1974.

Con este fin se adoptaron las cotizaciones fob Ras Tanura del fuel oil liviano y del diesel oil 53/57 de Arabia Saudita,^{19/} a los que se sumaron fletes y seguros, gastos de comercialización y utilidades.^{20/} No se consideraron impuestos porque en muchos países latinoamericanos los combustibles destinados a la generación eléctrica están exentos de ellos, o sujetos a gravámenes relativamente bajos.

^{19/} Pretroleum Press Service, marzo de 1973 y mayo de 1974.

^{20/} Las cifras correspondientes, en dólares por barril, son:

	<u>enero/febrero de 1973</u>	<u>marzo/abril de 1974</u>
Fuel oil (fob)	0.95	3.91
Fletes y comercialización	1.70	1.70
Utilidades (15 %)	0.40	0.84
<u>Total</u>	<u>3.05</u>	<u>6.45</u>
Diesel oil (fob)	3.65	11.84
Fletes y comercialización	1.70	1.70
Utilidades (15 %)	0.80	2.03
<u>Total</u>	<u>6.15</u>	<u>15.57</u>

Los resultados, en dólares por barril, son los siguientes:

	<u>enero/febrero de 1973</u>	<u>marzo/abril de 1974</u>
Fuel oil	3.05	6.45
Diesel oil	6.15	15.57

/1. Costo

1. Costo de generación en centrales diesel

En los cuadros 11 y 12 se presentan las capacidades de los grupos de diesel eléctricos considerados, así como los componentes del costo del kWh suponiendo una producción de 2 000 kWh/kW y 3 500 kWh/kW 21/ respectivamente.22/ La tasa de interés utilizada es 10 % anual, y la vida útil de las instalaciones se supuso igual a 15 años.

Se ve que con las hipótesis de trabajo indicadas, el incremento de los costos de generación en estas centrales puede variar entre 35 y 85 %.23/

También se observa que los aumentos de costo de la energía van siendo mayores con el aumento del tamaño de las unidades y con el aumento del factor de planta, es decir (como es lógico), a medida que en el costo del kWh va teniendo mayor influencia el costo del combustible. (Véase también el gráfico I.)

Son muchas las poblaciones dispersas en América Latina, sobre todo en zonas accidentadas, que dependen aisladamente de una central diesel para su abastecimiento de energía eléctrica, así como áreas rurales y centros mineros de reducida magnitud. Como en la gran mayoría de los casos las centrales están constituidas por grupos de 500 kW o más, los aumentos de los costos de generación diesel en la práctica oscilarán entre 50 y 85 %.

21/ En América Latina, la utilización de este tipo de centrales fluctúa usualmente entre estos valores.

22/ Los cálculos se realizaron con la ayuda de los gráficos del documento U.N. Small-Scale Power Generation (67.II.B.7).

23/ Asimismo se hicieron cuadros similares utilizando una tasa de interés del 12 %. El resultado es que los correspondientes costos del kWh (enero de 1973 y abril de 1974) se elevan aproximadamente 2 milles y que el incremento relativo fluctúa entre 34 % y 81 %.

Cuadro 11

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES DIESEL

Producción: 2 000 kWh/kW - FP = 0.23

(Interés: 10%; en dólares de 1974)

Capacidad neta de cada unidad (kW)	100	500	1 000	2 000	3 000	4 000
Costo total del kW instalado (dólares)	330	260	220	210	215	250
Costos fijos (mills/kWh)	35.4	22.7	19.5	17.6	17.7	19.5
Costos variables diesel-oil \$6.15/barril	21.0	15.0	14.0	13.0	12.0	12.0
<u>Costo total por kWh, enero 1973</u> (mills)	<u>56.4</u>	<u>37.7</u>	<u>33.5</u>	<u>30.6</u>	<u>29.7</u>	<u>31.5</u>
Costos variables diesel-oil \$15.57/barril (mills/kWh)	41.0	34.0	32.0	31.0	30.0	29.0
<u>Costo total por kWh, abril 1974</u> (mills)	<u>76.4</u>	<u>56.7</u>	<u>51.5</u>	<u>48.6</u>	<u>47.7</u>	<u>48.5</u>
Aumento (porcentaje)	35	50	53	59	61	54

Fuente: CEPAL, a base de: United Nations- Small Scale Power Generation (67.II.B.7).

Cuadro 12

COSTO DE GENERACION DE CENTRALES DIESEL

Produccións 3 500 kWh/kW - FP = 0,40

(Interés: 10% en dólares de 1974)

Capacidad neta de cada unidad (MW)	100	500	1 000	2 000	3 000	4 000
Gasto total del kW instalado (dólares)	330	260	220	210	215	250
Costos fijos (mills/kWh)	20,8	12,6	11,9	9,0	9,2	10,7
Costos variables diesel-oil \$6,15/barril (mills/kWh)	21,0	15,0	14,0	13,0	12,0	12,0
<u>Costo total por kWh, enero 1973</u> (mills)	<u>41,8</u>	<u>27,6</u>	<u>25,9</u>	<u>22,0</u>	<u>21,2</u>	<u>22,7</u>
Costos variables diesel-oil \$15,57/barril (mills/kWh)	41,0	34,0	32,0	31,0	30,0	29,0
<u>Costo total por kWh, abril 1974</u> (mills)	<u>61,8</u>	<u>46,6</u>	<u>43,9</u>	<u>40,0</u>	<u>39,2</u>	<u>32,7</u>
Aumento (porcentaje)	48	68	70	82	85	75

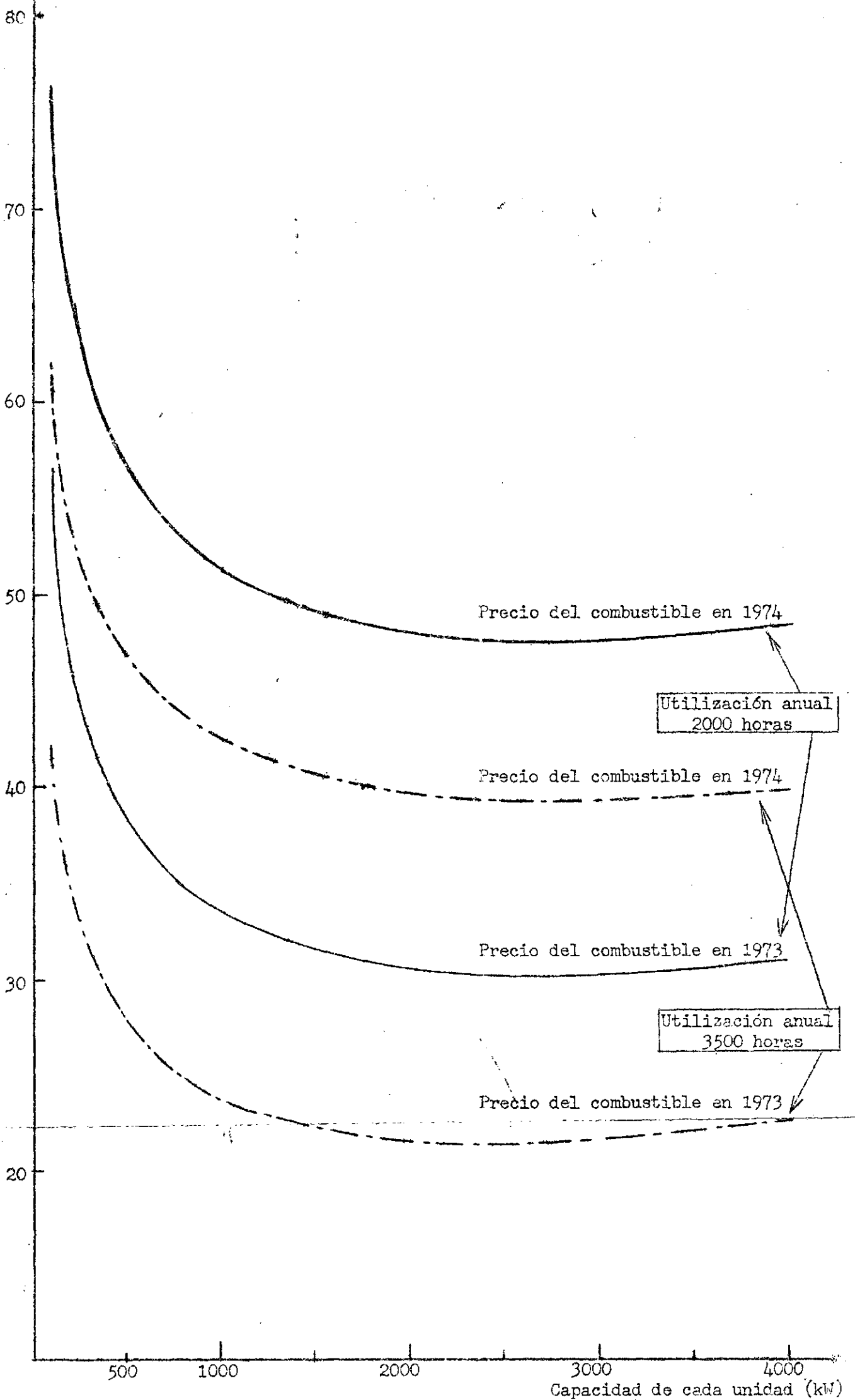
Fuente: CEPAL, a base de: United Nations - Small Scale Power Generation (C7.CII.B.7).

/Gráfico I

Gráfico I

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES DIESEL

Costo del kWh generado
(Milésimos de dólar)



2. Costo de generación en centrales a vapor

En los cuadros 13, 14 y 15 aparecen distintas capacidades de grupos generadores movidos por turbinas a vapor, en cuyas calderas se quema fuel oil, así como los componentes fijos y variables del costo del kWh suponiendo una producción de 3 000, 4 380 y 6 500 kWh/kW, respectivamente.^{24/} La tasa de interés utilizada fue 10 % y la vida útil considerada para los efectos de depreciación 25 años.

Examinando estos cuadros se anota que el incremento del costo del kWh oscila entre 33 y 83 %, creciendo éste con el tamaño de las unidades y con el aumento del factor de planta.^{25/} (Véase también el gráfico II.) En los sistemas medianos y grandes de América Latina, alimentados única o principalmente por centrales térmicas a vapor, los aumentos de costo superarán el 40 %. En esta situación, se encontrarían entre otros, los sistemas que alimentan a las ciudades de Santo Domingo, Panamá, La Habana, Georgetown y Guatemala.

También existen en América Latina unidades generadoras movidas por turbinas a gas. Sin embargo, no se examina aquí el incremento del costo de generación en ellas, porque se encuentran principalmente ligadas a zonas productoras de petróleo, o están alimentadas por gas natural, de modo que en muchos casos quedan al margen de la variación de precios de petróleo importado que se estudia. Por otra parte, en aquellos sistemas de servicio público en que trabajan algunos grupos con turbinas a gas, generalmente se destinan a cubrir la demanda de punta, y su ponderación en el costo medio del kWh correspondiente es baja. No obstante se ha de recordar que como el consumo unitario de combustible es alto (4 000 kcal/kWh aproximadamente), los casos que operan con derivados de petróleo importado, deben ser reevaluados.

^{24/} Los cálculos se realizaron con la ayuda de los gráficos del documento U.N. Small Scale Power Generation (67.II.B.7) y A.I.E.A., Boletín 1/2, 1974.

^{25/} Asimismo se hicieron cuadros similares utilizando una tasa de interés de 12 %. El resultado es que los correspondientes costos del kWh se elevan 1.0-1.5 mills, para los precios correspondientes a enero de 1973 y 1.0-2.0 mills para los de abril de 1974, y que el incremento relativo fluctúa entre 23 y 50 %.

Cuadro 13

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES A VAPOR CON FUEL-OIL

Producción: 3 000 kWh/kW - FP = 0,34

(Interés: 10%; en dólares de 1974)

Capacidad neta de cada unidad (MW)	50	100	150	200	250	300	350	400
Costo total del kW instalado (dólares)	382	330	301	278	254	241	225	219
Costos fijos (mills/kWh)	20.0	14.7	13.3	12.3	11.2	10.6	10.0	9.7
Costos variables con fuel-oil \$ 3.05/barril (mills/kWh)	5.8	5.2	5.0	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8
<u>Costo total por kWh, enero 1973</u> (mills)	<u>25.8</u>	<u>19.9</u>	<u>18.3</u>	<u>17.3</u>	<u>16.1</u>	<u>15.5</u>	<u>14.8</u>	<u>14.5</u>
Costos variables con fuel-oil \$ 6.45/barril (mills/kWh)	14.4	13.5	13.0	12.7	12.6	12.5	12.4	12.3
<u>Costo total por kWh, abril 1974</u> (mills)	<u>24.4</u>	<u>28.2</u>	<u>26.3</u>	<u>25.0</u>	<u>23.8</u>	<u>23.1</u>	<u>22.4</u>	<u>22.0</u>
Aumento (porcentaje)	33	42	44	45	48	49	51	52

Fuente: CEPAL, a base de: United Nations, Small Scale Power Generation (67.II.B.7); y Agencia Internacional de Energía Atómica, Boletín 1/2 - 1974.

Cuadro 14

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES A VAPOR CON FUEL-OIL

Producción: 4 580 kWh/kW - FP = 0.5

(Interés: 10% en dólares de 1974)

Capacidad neta de cada unidad (KW)	50	100	150	200	250	300	350	400
Costo total del kW instalado (dólares)	382	330	301	278	254	241	225	219
Costos fijos (mills/kWh)	12.4	10.2	9.1	8.3	7.7	7.3	6.7	6.5
Costos variables con fuel-oil \$3.05/barril (mills/kWh)	5.8	5.2	5.0	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8
<u>Costo total por kWh, enero 1973</u> (mills)	<u>18.2</u>	<u>15.4</u>	<u>14.1</u>	<u>13.3</u>	<u>12.6</u>	<u>12.2</u>	<u>11.5</u>	<u>11.3</u>
Costos variables con fuel-oil \$5.45/barril (mills/kWh)	14.4	13.5	13.0	12.7	12.6	12.5	12.4	12.3
<u>Costo total por kWh, abril 1974</u> (mills)	<u>26.8</u>	<u>23.7</u>	<u>22.1</u>	<u>21.0</u>	<u>20.3</u>	<u>19.8</u>	<u>19.1</u>	<u>18.8</u>
Aumento (porcentaje)	47	54	57	58	61	62	65	66

Fuente: CEPAL, a base de : United Nations, Small Scale Power Generation (67.C.II.B.7); y Agencia Internacional de Energía Atómica, Boletín 1/2 - 1974.

Cuadro 15

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES A VAPOR CON FUEL-OIL

Producción: 6 500 kWh/kW - FP = 0,74

(Interés: 10% en dólares de 1974)

Capacidad neta de cada unidad (kW)	50	100	150	200	250	300	350	400
Costo del kW instalado (dólares)	382	330	301	278	254	241	225	219
Costos fijos (mills/kWh)	8.4	6.9	6.3	5.6	5.1	4.8	4.4	4.2
Costos variables con fuel-oil \$5.05/barril (mills/kWh)	5.8	5.2	5.0	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8
<u>Costo total por kWh, enero 1973</u> (mills)	<u>14.2</u>	<u>12.1</u>	<u>11.3</u>	<u>10.6</u>	<u>10.0</u>	<u>9.7</u>	<u>9.2</u>	<u>9.0</u>
Costos variables con fuel-oil \$6.45/barril (mills/kWh)	14.4	13.5	13.0	12.7	12.6	12.5	12.4	12.3
<u>Costo total por kWh, abril 1974</u> (mills)	<u>28.8</u>	<u>20.4</u>	<u>19.3</u>	<u>18.3</u>	<u>17.7</u>	<u>17.2</u>	<u>16.8</u>	<u>16.5</u>
Aumento (porcentaje)	61	69	71	73	77	78	82	83

Fuente: CEPAL, a base de: United Nations, Small Scale Power Generation (67.II.B.7); y Agencia Internacional de Energía Atómica, Boletín 1/2 - 1974.

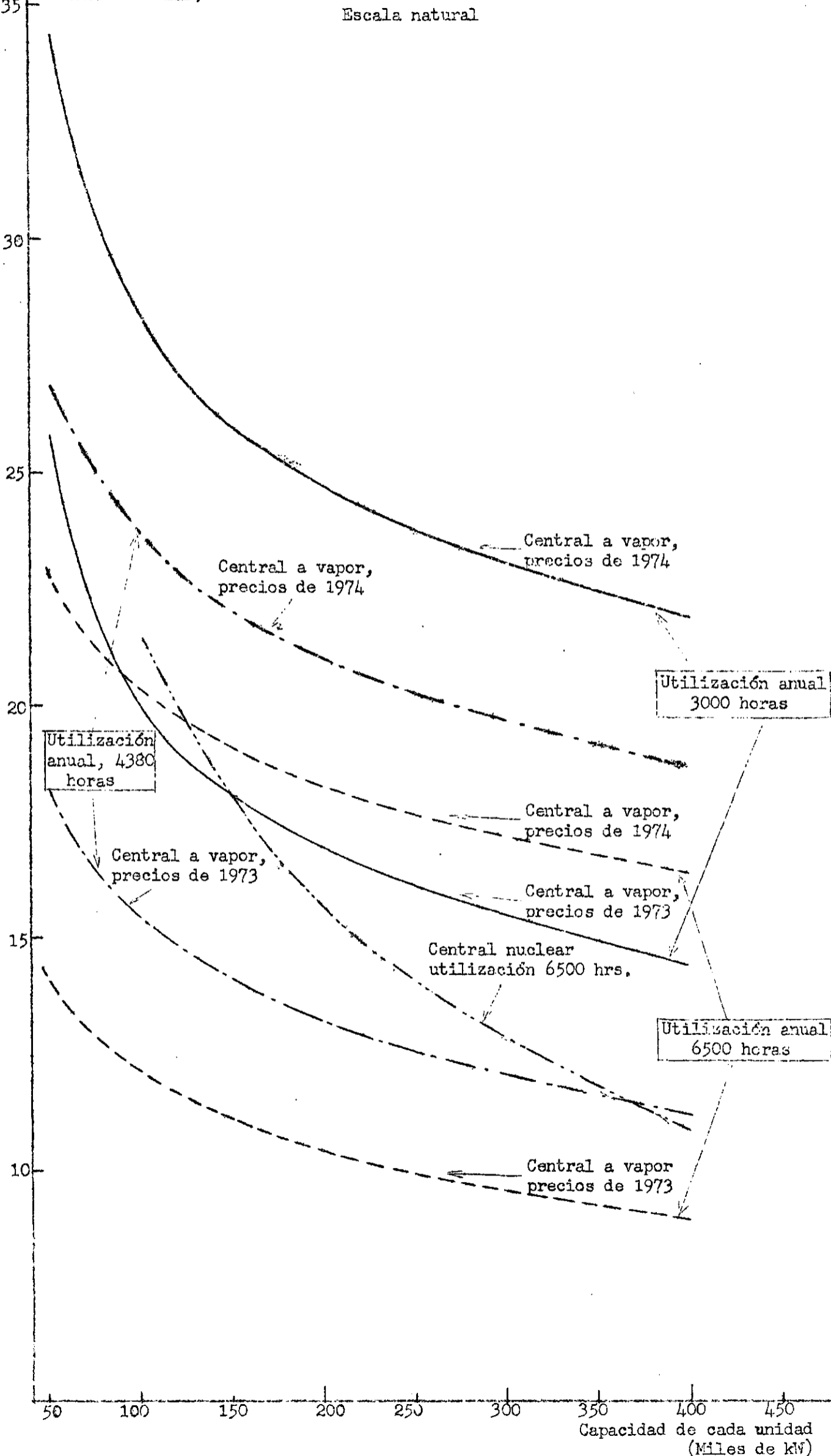
Gráfico II

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES A VAPOR CON FUEL-OIL Y EN CENTRALES NUCLEARES

Escala natural

Costo del kWh generado

(Milésimos de dólar)



3. Incremento de las tarifas para los consumidores de energía eléctrica y repercusiones en el consumo

En los servicios públicos, los precios de la energía para el consumidor reflejan no sólo los costos de generación sino también los de distribución (independientes del precio del combustible). Generalmente, se menciona que en el conjunto de un país las inversiones en redes de distribución son de la misma magnitud que las correspondientes a generación y transmisión.

En América Latina, puede decirse que en promedio las redes de distribución no alcanzan un nivel de eficiencia y seguridad comparable al de las centrales generadoras y que los costos de distribución deben ser inferiores a los de generación. Por eso, probablemente no sea muy errado suponer que en promedio, las tarifas de los consumidores se eleven alrededor de un 60 % del aumento porcentual de los costos de generación en los sistemas pequeños alimentados por centrales diesel, y alrededor del 50 % del correspondiente aumento de los costos de generación en los sistemas medianos y grandes, alimentados principalmente por centrales a vapor.

Por otra parte, se sabe que las tarifas eléctricas son diferentes para los distintos tipos de consumidores y, que en general, las correspondientes a los consumidores comerciales y domésticos son superiores a las de los industriales. Corrientemente, esto refleja la distribución de los costos fijos de las empresas eléctricas ya que son los consumidores comerciales y domésticos los que inciden más en la demanda máxima del sistema y por lo tanto, les corresponde absorber una proporción mayor de los costos proporcionales a la capacidad instalada.

Como el incremento del precio del combustible afecta a los costos variables, que se distribuyen en forma más o menos pareja entre los distintos tipos de consumidores, puede afirmarse, que proporcionalmente, este incremento afectará más a las tarifas industriales.

/Surge aquí

Surge aquí la pregunta: ¿en qué medida el aumento de las tarifas eléctricas afectará al consumo en general y a los costos de la producción industrial?

Hay antecedentes para afirmar que en líneas generales, el incremento del precio del petróleo no reducirá apreciablemente el consumo de energía eléctrica en América Latina en el corto plazo. En el mediano, y sobre todo en el largo plazo, puede esperarse como reacción al aumento de precio de los hidrocarburos líquidos, un incremento del consumo eléctrico indicado ya en la introducción, que se derivará del uso más intenso de otras fuentes de energía, distintas al petróleo, las cuales para ser utilizadas imponen su conversión a electricidad, (hidráulica, nuclear, geotérmica, etc.).

Para examinar más detalladamente la afirmación anterior, corresponde recordar los siguientes aspectos:

a) Más del 55 % de la producción eléctrica en América Latina utiliza fuentes de energía primaria diferentes del petróleo (principalmente potenciales hidroeléctricos) y esta tendencia tenderá a acelerarse, porque los planes en ejecución para la expansión de la generación eléctrica (1974-1980) acentúan esa tónica.

b) En la región, el conjunto de los sectores industrial y minero concentra cerca del 50 % del consumo total de electricidad (véase nuevamente el cuadro 9) y, en promedio del costo de su producción la energía eléctrica representa menos de un 4 %.^{26/} De modo que no parece probable que la industria en general vaya a disminuir el ritmo de su expansión sólo porque un insumo importantísimo, pero de reducida incidencia en los costos, eleve su precio en 30-40 % en los casos más desfavorables. Por lo demás, es lógico suponer que aquellas

^{26/} En el sector industrial, exclusivamente, el costo de la energía eléctrica se estima que representa en promedio menos del 2.5 % del costo de producción. En México, las actividades industriales en las que más gravita el costo de la energía eléctrica son: cemento, aluminio, hierro y acero, vidrio, celulosa y papel, con incidencias que varían entre el 9 y el 5 %. El promedio general no llega al 3 % (véase: Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas de México - Breve análisis sectorial sobre energía eléctrica y gas - 1962-1972).

actividades en que la energía eléctrica gravita más estén ubicadas en áreas donde las tarifas correspondientes son bajas, y en consecuencia, se abastezcan por sistemas eléctricos, medianos o grandes, probablemente con apreciable generación hidráulica.

c) En el sector doméstico, no se cree que se vaya a producir una retracción importante por las siguientes razones: i) es probable que en promedio, sus tarifas suban menos de un 30 %; ii) la incidencia del importe de la facturación eléctrica en los grupos más modestos de este sector se ha visto que no es superior al 2.5 - 3.0 % de sus ingresos, para cubrir las necesidades mínimas de alumbrado; iii) aparentemente la elasticidad del consumo-precio de la electricidad en este sector es bajo. En la región, el aumento del ingreso per cápita y su mejor distribución se traducen, en buena medida, en la adquisición de bienes duraderos para el hogar, muchos de los cuales requieren electricidad (refrigerador, juguera, radio, televisión, etc.). Frente al precio de ellos, el de la energía consumida resulta de reducida gravitación.

d) En algunas ciudades latinoamericanas, por defectos en las políticas de fijación de tarifas eléctricas y precios de combustibles, se ha exagerado el uso de la electricidad para la producción de calor (cocinas, estufas, calentadores de agua, etc.). Seguramente que el alza del precio del petróleo inducirá a las autoridades correspondientes a revisar ahora esas políticas de modo que los precios y tarifas en todo el sector energético reflejen mejor los respectivos costos.^{27/} En consecuencia es posible que en determinados sistemas

^{27/} En América Latina se necesita actualmente en promedio, unas 3 200 k/calorías para producir un kWh; agregando las pérdidas de transmisión y otras, esa cifra probablemente se eleva sobre 3 600 k/cal. Al transformarse nuevamente en energía calórica el kWh sólo rinde 860 k/cal, de modo que según estas consideraciones, se estaría perdiendo más de las 3/4 partes del combustible utilizado en la central térmica. Se prueba así la irracionalidad económica que en líneas generales implica la producción de calor a base de energía eléctrica generada térmicamente, sobre todo con derivados de petróleo. Aparte del bajo rendimiento señalado, las inversiones que exigen los sistemas eléctricos son cuantiosas, con un fuerte componente en moneda extranjera.

se efectúen sustituciones de artefactos eléctricos productores de calor por otros a gas licuado o keroseno. Pero se estima que su ponderación, en los totales nacionales y en el conjunto de la región, no será apreciable.

D. POSIBLES LINEAS DE ACCION

Ya se mencionó que los problemas que plantea al sector eléctrico el nuevo nivel de precios del petróleo varía grandemente de un país a otro, y que en el desarrollo de los correspondientes sistemas, cada caso debe estudiarse específicamente, no siendo posible establecer reglas generales porque son innumerables y muy diferentes los factores a ponderar.

Sin embargo, puede ser que algunas líneas de acción resulten dignas de considerarse en varios países de la región.

1. Desplazamiento de derivados de petróleo y preferencia por el empleo de recursos de energía locales

Dos tendencias observadas en años recientes se acentuarán en América Latina en la generación eléctrica:

- restringir la utilización de los derivados de petróleo; y
- dar gran prioridad al uso de los recursos de energía locales.

Tal proceder parece lógico, si se considera que la vida útil de las centrales térmicas fluctúan entre los 15 y 30 años, plazo que resulta demasiado largo, actualmente, para prever el comportamiento de los mercados internacionales en cuanto a precios y seguridad de abastecimiento de hidrocarburos líquidos.

a) Sustitución de combustibles

Países importadores de petróleo que cuentan con centrales a vapor quemando fuel oil, y que simultáneamente tienen producción de carbón y/o gas natural (como Argentina, Brasil, Chile y México) pueden considerar la alternativa de modificar tales centrales para quemar carbón o gas natural, según sea la disponibilidad de estos recursos.

/Aunque los

Aunque los resultados de factibilidad económica resulten favorables, su implementación en líneas generales no será a corto plazo. Tanto el aumento de la producción de las minas de carbón como la adaptación de las centrales a este combustible demandarán tiempo e inversiones. Es probable que sólo los gastos de conversión a carbón en las centrales, sean del orden de 50-70 dólares por kW instalado. Análogamente, la utilización de gas natural demandará inversiones y plazos importantes, principalmente en la construcción de los gasoductos necesarios. Por eso no es probable que se produzcan economías significativas de fuel oil, por este concepto, en lo que resta del decenio de 1970.

b) Utilización de energía hidráulica

El desarrollo de los recursos hidroeléctricos probablemente tomará un ritmo más acelerado, en la mayoría de los países de la región, aun en aquellos productores de petróleo, por las perspectivas que ofrece la disminución de importaciones en los que no se abastecen completamente, o el incremento de las exportaciones en los que son autosuficientes.

Los proyectos hidroeléctricos difieren mucho entre sí. Cada uno tiene sus características propias debiendo ajustarse su diseño a las condiciones naturales (topográficas, geológicas, hidrológicas, etc.), a las condiciones del sistema que integrará (curva de demanda, tipo y características de las otras centrales generadoras existentes y en proyecto, etc.), a los otros usos complementarios del agua (riego, navegación, etc.), a las perspectivas de interconexiones, a las condiciones económicas generales del país, etc. Así estas centrales no sólo difieren mucho en sus características físicas sino también en la función que les corresponde cumplir en el abastecimiento del consumo. La disponibilidad o no de un embalse y la función de éste (regulación diaria, estacional, interanual, etc.), juegan un papel muy importante para definir la potencia y energía firmes de la central, el apoyo termoeléctrico necesario, ubicación y características de operación dentro de la curva de la demanda, etc. A modo de ilustración se presenta el cuadro 16 con costos estimados del kWh hidráulico en función de tres parámetros de especial interés: el costo

Cuadro 16

COSTO DEL KWH EN CENTRALES HIDROELECTRICAS

Costo total del kW instalado (dólares) (incluyendo línea de transmisión)	300	400	500	600	700
Cargo total anual: 12.63% ^{a/} (dólares)	37.9	50.5	63.2	75.8	88.4
Cargo total anual por kWh (mills) con: ^{b/}					
3 000 kWh/kW	13.4	17.8	22.3	26.8	31.3
4 400 kWh/kW	9.1	12.2	15.2	18.2	21.3
6 500 kWh/kW	6.1	8.3	10.3	12.4	14.4
7 500 kWh/kW	5.1	6.7	8.4	10.1	11.8

Fuente: United Nations, Small Scale Power Generation.

a/ Comprende un interés sobre el capital del 10%, depreciación por el método "sinking fund", vida útil de las instalaciones de 80 y 35 años, costos de operación y mantenimiento de 1.75% y gastos de administración de 0.75%. Se tomó factores de ponderación 2/3 para los elementos con vida útil de 80 años y 1/3 para los restantes.

b/ Incluye un 6% adicional por pérdidas en las líneas de transmisión.

/del kW

del kW instalado, el factor de utilización anual de la central, y el interés anual del capital (10 %). Los rangos adoptados cubren una gama de situaciones usuales en América Latina. Comparando los costos por kWh de este cuadro con los que aparecen en los cuadros 13, 14 y 15, se ve cómo ha mejorado ampliamente la competencia de las centrales hidroeléctricas frente a las térmicas a petróleo. Por ejemplo, tomando un factor de planta anual de 0.5 la generación térmica con unidades de 100 000 kW costaba 15.4 mills /kWh con fuel oil a \$3.05/barril. En esas condiciones las hidráulicas eran competitivas con inversiones iguales o inferiores a 500 \$/kW. Con las mismas unidades térmicas y fuel oil a \$ 6.45/barril, el kWh cuesta 23.7 mills, o sea las hidráulicas resultan competitivas con inversiones iguales o inferiores a 780 \$/kW. La ventaja resulta todavía más amplia si se consideran intereses más bajos para el capital (8 %). Para factores de planta más altos el límite de competencia económica de las centrales hidráulicas se acentúa aún más. En este sentido, adquiere mayor valor el incremento del volumen de agua disponible en las centrales mediante la captación o desviación de caudales originalmente no aprovechados. Las obras de esta naturaleza tienen la enorme ventaja de no depender de plazos fijados por entrega de equipos (hoy muy prolongados) ni requerir gastos en moneda extranjera.

En muchos sistemas abastecidos por centrales hidráulicas y térmicas a petróleo, operando complementariamente, podrá establecerse la conveniencia de ampliar la capacidad ya instalada de las primeras, aunque su potencia firme permanezca inalterada o se incremente en menor proporción. La idea es que la energía y la potencia marginales así ganadas (disponibles sólo en algunos meses del año) justifiquen, por la economía de combustible en las centrales térmicas del sistema, la inversión correspondiente. Así se prevé, la ampliación de la capacidad de algunos embalses (ganancia marginal de energía) y la capacidad instalada en las centrales (ganancia marginal de energía y potencia).28/

28/ En otras palabras, en muchos casos, se justificará reducir la seguridad hidrológica de diseño de las centrales hidroeléctricas de un sistema (que cuenta con suficiente apoyo térmico para asegurar el abastecimiento en los "períodos críticos"), por la economía de combustible que ello involucra.

/Sin embargo,

Sin embargo, el proyecto de la ampliación, la construcción de las obras civiles y los plazos de entrega de equipos, demandarán años, de modo que las economías de petróleo que puedan obtenerse por esta vía tampoco serán significativas en lo que resta de este decenio.

c) Utilización de energía nuclear

Las perspectivas que se abren para la energía nuclear en América Latina son ahora mayores y a menor plazo que las previstas a fines del decenio anterior.

En la economía de las centrales nucleares son muy importantes dos características: i) el costo de instalación por kW de capacidad decrece muy rápidamente con el aumento del tamaño de las unidades; y ii) deben operar con factor de utilización alto (cercano a 0.8).

En los cuadros 17 y 18 se han estimado el monto de la inversión inicial y del costo del kWh generado para unidades de distinta capacidad en centrales nucleares. Los cálculos se han basado en un interés del 10 % anual (como en los casos anteriores), y en una vida útil de las instalaciones de treinta años. Los factores anuales de utilización son 6 500 kWh/kW y 7 000 kWh/kW respectivamente.

Puede confirmarse que el costo por kW instalado en estas centrales varía apreciablemente con la capacidad de las unidades, desde 980 dólares para 100 000 kW, hasta 510 dólares para 400 000 kW (recuérdese que en las centrales a vapor a base de fuel oil los valores correspondientes son 330 y 219 dólares).

Con los precios del petróleo inferiores a 2.50 dólares/barril (fob Golfo Pérsico), las centrales nucleares eran más económicas que las térmicas tradicionales en unidades de 500 000 kW o mayores. Tan alta capacidad y elevada utilización hacían que estas centrales tuvieran opción en América Latina sólo en los mayores sistemas de Argentina, Brasil y México (3 millones de kW o más).^{29/}

^{29/} Razones de seguridad y economía aconsejan que las mayores unidades alimentadoras de un sistema no sean superiores a 10-15 % de la demanda máxima.

Cuadro 17

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES NUCLEARES

Producción: 6 500 kWh/kW; EF = 0.74

(Interés: 10%)

Capacidad neta de cada unidad (MW)	100	150	200	250	300	350	400
Costo total del KW instalado (dólares)	980	810	710	640	580	540	510
Costos de capital de las instalaciones y gastos generales (mills/kWh)	17.28	14.40	12.52	11.29	10.17	9.37	8.83
Costos de combustible, operación y mantenimiento (mills/kWh)	4.11	3.48	3.13	2.91	2.75	2.63	2.51
Costo total del kWh (mills)	21.39	17.88	15.65	14.20	12.92	12.00	11.34

Fuente: CEPAL, a base de: Agencia Internacional de Energía Atómica - Boletín 1/2 - 1974 y Naciones Unidas, Small Scale Power Generation (67.II.B.7).

Cuadro 18

COSTO DE GENERACION EN CENTRALES NUCLEARES

Producción: 7 000 kWh/kW - FP = 0,80

(Interés: 10%)

Capacidad neta de cada unidad (MW)	100	150	200	250	300	350	400
Costo total del kW instalado (dólares)	980	810	710	640	580	540	510
Costos de capital de las instalaciones y gastos generales (mills/kWh)	15.04	13.26	11.60	10.44	9.47	8.73	8.21
Costos de combustibles, operación y mantenimiento (mills/kWh)	4.11	3.48	3.13	2.91	2.75	2.63	2.51
Costo total del kWh	20.15	16.74	14.73	13.35	12.22	11.36	10.72

Fuente: CEPAL, a base de: Agencia Internacional de Energía Atómica - Boletín 1/2, 1974 y Naciones Unidas Small Scale Power Generation (67-II.3.7).

/Con los

Con los precios actuales, las nucleares resultan competitivas frente a las térmicas convencionales con unidades menores (del orden de 150 000 - 200 000 kW) como puede verse en los cuadros indicados. (Véase nuevamente el gráfico II.)

Este hecho, abre nuevas opciones para la incorporación de tales centrales en sistemas de magnitud inferior a los antes mencionados que también existen en esos países y en otros como Chile, Perú, Cuba, Jamaica y Uruguay. Cabe subrayar, sin embargo, que las centrales nucleares exigen una elevada inversión inicial, principalmente en moneda extranjera y requieren personal altamente especializado para su instalación y operación, elementos escasos en la región.

Por eso, entre otras razones, la disponibilidad de potenciales hidroeléctricos principalmente, (y en menor grado de gas natural y carbón) pueden postergar más o menos, en cada caso, la utilización de la energía nuclear. De todos modos, debe subrayarse que la complementación de las características de las centrales nucleares e hidráulicas, permitirá un aprovechamiento mucho más eficiente de estas últimas. Mientras las nucleares suministrarán la energía de base, las hidráulicas con embalse y amplia capacidad instalada, cubrirán la parte superior de la curva de demanda trabajando con factores de planta reducidos.

Corresponde puntualizar que los proyectos hidroeléctricos y nucleares que ahora serán preferidos en muchos casos sobre los térmicos correspondientes, demandarán, inversiones iniciales más altas (60-120 %) con las consiguientes presiones en materia de financiamiento interno y externo. Como contrapartida para los países latinoamericanos la mayor parte de esas inversiones en centrales hidráulicas (60-80 %), se realiza en moneda local, dando, como consecuencia favorable, mayor ocupación laboral durante la construcción de las obras civiles (caminos de acceso, embalses, bocatomas, canales, túneles, etc.). En las nucleares por el contrario un gran porcentaje de las inversiones debe efectuarse en moneda extranjera (en Atucha, aproximadamente 60 %).

/Un factor

Un factor favorable de las centrales térmicas a petróleo es el menor período de estudios y construcción que requieren porque son relativamente estándar en su estructura mecánica y eléctrica así como en las obras civiles necesarias. Mientras éstas puedan demandar 4-6 años en total, las hidráulicas (siempre que se disponga de buena información hidrológica) y las nucleares pueden exigir 7-10 años. Esta circunstancia presionará en el sentido de acelerar los estudios y ejecución de planes de expansión de los sistemas eléctricos, y demandará un mayor número de técnicos especializados.

2. Disminución de pérdidas en líneas de transmisión y distribución

Las pérdidas excesivas en las redes de distribución y líneas de transmisión conspiran contra la economía de cualquier sistema eléctrico, pero en los que predomina la generación térmica a base de derivados de petróleo, revisten ahora caracteres alarmantes. La reducción de tales pérdidas principalmente mejorando el diseño de las redes de baja tensión y el factor de potencia de los consumos (mallas cerradas, aumento del número y mejor localización de los transformadores de distribución, conductores de sección adecuada, instalación de condensadores, tarifas que incluyan un cobro por energía reactiva, etc.), significará gran beneficio en muchos sistemas no sólo por la calidad del servicio a las horas de punta, sino, sobre todo, por la economía de combustibles. También el buen mantenimiento de las líneas y la limpieza de la aislación en zonas contaminantes evitan pérdidas de consideración por fugas de corriente. Ya se mencionó que en los servicios públicos de toda la región (con promedio de pérdidas de 16.2 % en 1973) podrían con relativa facilidad economizarse 300 millones de dólares anuales por este concepto. Conviene subrayar que tal economía puede lograrse en un plazo relativamente corto y con inversiones moderadas. En Panamá, República Dominicana, Haití, Honduras y El Salvador, hay aparentemente un amplio margen de acción en esta materia.

3. Integración

