

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



GENERAL

E/CN.12/640

10 de febrero de 1963

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

Décimo período de sesiones

Mar del Plata, Argentina, mayo de 1963

INFORME DE LA REUNION DE EXPERTOS SOBRE BASES
PARA LA ESTRUCTURA TARIFARIA EN EL SECTOR
ELECTRICO EN AMERICA LATINA

INDICE

	<u>Párrafos</u>	<u>Páginas</u>
I. INTRODUCCION	1 - 12	1
II. RESUMEN DE LOS DEBATES	13 - 166	4
1. <u>Principios para orientar una política de tarifas: casos en América Latina</u>	13 - 86	4
a) La tarifa como expresión del costo de kWh	13 - 16	4
b) La tarifa como medio para contribuir a las expansiones del servicio eléctrico (autofinanciamiento)	17 - 32	5
c) La tarifa como base para remunerar el capital invertido	33 - 55	8
d) La tarifa como medio de fomento de la producción y el desarrollo	56 - 62	13
e) La tarifa como elemento modificador de la curva de demanda	63 - 66	15
f) La tarifa como instrumento para una política en materia de energía	67 - 75	16
g) La tarifa como incentivo de la eficiencia del servicio	76 - 86	18
2. <u>Los sistemas de tarifas existentes y los que se usan en América Latina</u>	87 - 93	22
3. <u>Formación de la tarifa. Aspectos generales</u> ..	94 - 106	24
4. <u>Formación de la tarifa. Aspectos contables</u> ..	107 - 118	27
5. <u>Formación de la tarifa. Aspectos financieros</u>	119 - 137	31
a) Interés y estructura del capital	123 - 126	31
b) Valuaciones del activo fijo	127 - 135	32
c) Influencia de la inflación en los costos eléctricos y cómo se compensa	136 - 137	35
6. <u>Las tarifas y el financiamiento del desarrollo eléctrico en América Latina</u>	138 - 142	36
7. <u>La tarifa eléctrica y su vinculación con problemas de política fiscal</u>	143 - 149	37
8. <u>Aspectos legales, institucionales y administrativos en América Latina</u>	150 - 166	39
Anexo I. LISTA DE PARTICIPANTES Y OBSERVADORES	-	45
Anexo II. GUIA PARA LA DISCUSION	-	47

I. INTRODUCCION

1. Del 10 al 20 de diciembre de 1962, en la sede de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) en Santiago de Chile, se celebró una Reunión de expertos sobre bases para la estructura tarifaria en el sector eléctrico en América Latina, convocada por la CEPAL y auspiciada conjuntamente por ella y por la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica (DOAT) de las Naciones Unidas.
2. Como antecedente de la Reunión cabe mencionar la siguiente recomendación hecha por el Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica celebrado en México, D.F. (julio-agosto de 1961);

"Que la Secretaría de la CEPAL convoque, a la brevedad posible, a una reunión de expertos para estudiar los problemas de las tarifas eléctricas, a fin de que los análisis y conclusiones respectivos sirvan de base para la adopción de políticas adecuadas por parte de las empresas eléctricas de América Latina".^{1/}
3. Concurrieron a la Reunión diez expertos provenientes de la Argentina, Costa Rica, Chile, Francia, el Perú y el Uruguay, que lo hicieron a título personal. Asistieron asimismo cinco expertos chilenos acreditados por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), la Compañía Chilena de Electricidad Ltda., la Dirección General de Servicios Eléctricos y de Gas, y la Facultad de Física y Matemáticas de la Universidad de Chile.^{2/}
4. Entre los expertos participantes se consideró como invitados especiales a los señores Raúl Sáez, Gerente General de la ENDESA y actual Coordinador Interino de la Nómina de Nueve Expertos (Alianza para el Progreso), y Charles Barraud, alto funcionario de Electricité de France.
5. Por causas imprevistas no pudieron participar en la Reunión los señores Flavio H. Lyra, del Brasil, y Enrique Vilar, de México.
6. Tuvieron a su cargo la Secretaría de la Reunión los siguientes funcionarios del Programa de Energía y Recursos Hidráulicos de la CEPAL:

^{1/} Véase Informe del Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (E/CN.12/AC.50/4), párrafo 212, apartado c).

^{2/} Véase el anexo I de este informe, que contiene la relación nominal de participantes y observadores.

/Adolfo Dorfman,

Adolfo Dorfman, Director

Eduardo García

Carlos Plaza

7. Inauguró los trabajos el señor Adolfo Dorfman, Director del Programa antes mencionado, quien dio la bienvenida a los expertos e hizo una exposición preliminar sobre los objetivos de la Reunión.

8. Los participantes eligieron como Presidente al señor Renato Salazar (Chile) y como Vicepresidente al señor Alberto Kurlat (Argentina). Actuó como Relator el señor Alejandro Vegh Villegas (Uruguay).

9. Para orientar sus tareas los expertos reunidos aprobaron el siguiente temario:

1. Exposiciones preliminares
2. Elección de la Mesa
3. Aprobación del temario
4. Aprobación de una guía para la discusión
5. Discusión general

Documentación:

Política y estructura tarifaria en el sector eléctrico, por Alejandro Vegh Villegas (E & WR/WP.2/1)

Introducción al estudio del régimen jurídico e institucional de las tarifas eléctricas en América Latina, por Guillermo J. Cano (E & WR/WP.2/2)

Algunos problemas relacionados con el método de fijación de tarifas de acuerdo con la ley de servicios eléctricos chilena, por Renato E. Salazar (E & WR/WP.2/4)

Principios de tarificación eléctrica, por Eugenio Salazar (E & WR/WP.2/5)

6. Consideración del Informe de la Reunión.

10. Aparte los documentos incluidos en el temario precedente, los participantes tuvieron oportunidad de conocer los tres siguientes, presentados los dos primeros por el señor Raúl Schkolnik B. (ENDESA) y el tercero por el señor Rodrigo Orozco (Instituto Costarricense de Electricidad): a) "Algunas consideraciones generales sobre el comportamiento estadístico de los consumidores residenciales"; b) "Aplicación de un método de tarificación horaria a dos casos sencillos", y c) "El costo del servicio para el proporcionamiento hidrotérmico".

/11. Además

11. Además del temario aprobado, se puso a consideración de los participantes una guía para la discusión, que se adoptó también para orientar las deliberaciones y que puede encontrarse en el anexo II.

12. En la sesión de clausura, celebrada el día 20 de diciembre de 1962, se aprobó el texto del presente informe, facultándose a la Secretaría de la CEPAL para introducir en el mismo los cambios finales necesarios a fin de hacerlo lo más completo posible.

II. RESUMEN DE LOS DEBATES^{3/}

1. Principios para orientar una política de tarifas: casos en América Latina

a) La tarifa como expresión del costo de kWh

13. Hubo consenso en que la política tarifaria debe ser tal que el precio medio cobrado por la venta de energía eléctrica cubra el costo medio del servicio - en condiciones de operación normal -, incluyendo en este último una utilidad razonable. Esta utilidad no tiene por qué ser diferente en el caso de la empresa pública que en el de la empresa privada si ambas coexisten dentro del país en condiciones similares. Sin embargo, se reconoció que, cuando se trata de ciertas empresas estatales cuyo fin específico es promover desarrollos regionales, la tasa de utilidad puede ser inferior a la recomendable en el caso que podría llamarse "normal".

14. Uno de los expertos señaló que existen algunos argumentos de peso para defender el principio de tarifas altas como un instrumento de capitalización del sector y de ahorro forzoso de la comunidad en aquellos países que poseen mercados de capital sumamente primitivos y precarios mecanismos de recaudación de impuestos.

15. En lo que respecta a la unificación de tarifas eléctricas, existió también acuerdo en que esa unificación sólo debe llevarse a cabo dentro de aquellas regiones, o para aquellos grupos de consumidores, en que no se adviertan diferencias sustanciales de costos, de suerte que la sencillez de la uniformidad alcance a compensar las pequeñas distorsiones que de ella se derivan.^{4/} Así pues, en el servicio eléctrico debe predominar el principio de cubrir el costo efectivo de cada zona servida, dentro de ciertos límites.

^{3/} En los títulos y subtítulos se ha seguido el orden de la guía de discusión que adoptaron los participantes, indicándose en notas de pie de página cualquier alteración del mismo. Véase supra párrafo 11 y el anexo II de este informe.

^{4/} Se trataría en ese caso de algo similar a lo que sucede con el servicio de correos o con la venta de combustibles líquidos en que esas diferencias de costos para entrega en diferentes puntos del país no son muy considerables, en contraste con el caso de los combustibles sólidos, en que existen casi siempre precios diferenciales.

16. Cuando se trata de la extensión del servicio eléctrico a un nuevo centro de consumo por parte de una empresa que posee un sistema interconectado, parece razonable el principio de comparar el costo de entrega de la energía transportada desde el punto más cercano de la red con el costo de generación local, en caso de persistir el aislamiento del centro de consumo y de cobrar al usuario el precio menor que resulte de dicha comparación.

b) La tarifa como medio para contribuir a las expansiones del servicio eléctrico (autofinanciamiento)

17. Se planteó la posibilidad de que el principio para el nivel general de la tarifa no fuese aquel del costo del servicio, ya examinado en el punto anterior, sino el de llegar a un predeterminado coeficiente de autofinanciamiento. En otros términos, que el objetivo de la tarifa no fuese el de cubrir el costo más una utilidad razonable, sino el de otorgar a la empresa los recursos necesarios para cubrir sus futuras necesidades de expansión.

18. En general, hubo acuerdo en reafirmar el principio ya establecido en la discusión del punto precedente, rechazándose el planteamiento referido con respecto al cual se señaló que equivale a un recargo sobre el costo real de la energía. Desde este punto de vista, es claro que el análisis de este punto se vincula estrechamente con el del punto 7 de la guía de discusión.

19. En el estudio Política y estructura tarifaria en el sector eléctrico^{5/} se hace una clara distinción entre los recursos que resultan de la tarifa y lo que se llama "contribuciones a fijar en el caso de nuevos servicios". Estas contribuciones constituyen un ingreso de la empresa que debe diferenciarse del ingreso que resulta de la venta de energía, aunque ambos contribuyen simultáneamente al financiamiento de la expansión del sistema eléctrico.

20. Tanto en el caso de estas contribuciones como en el caso de que las tarifas incluyan una cuota destinada específicamente a acumular el capital necesario para atender a las ampliaciones, se plantea el problema de la propiedad de los activos financiados en esta forma. Este problema se analiza en el trabajo Introducción al estudio del régimen jurídico e institucional de las tarifas eléctricas^{6/} y fue objeto de extensa discusión por los participantes.

^{5/} Véase E & WR/WP.2/1, capítulo II.

^{6/} Véase E & WR/WP.2/2, p. 73.

21. Cabe distinguir tres problemas o preguntas esenciales con respecto a activos financiados, y serían las siguientes:

- i) ¿Quién debe ser propietario de ellos?
- ii) ¿Debe cargarse un interés o rentabilidad sobre esa inversión?
- iii) ¿Quién debe recibir ese rédito en caso de que exista?

22. Con respecto a la primera pregunta, existió acuerdo en que la respuesta puede diferir según que la empresa concesionaria del servicio sea de capital público o privado. En el primer caso, puede admitirse que dichos activos se incorporen al patrimonio de la empresa; en el segundo, no. A título de ejemplo se mencionó el caso de la Ley de Industria Eléctrica No. 12378 del Perú, que establece el principio de que dichos activos son de propiedad del estado y deben distinguirse claramente en la contabilidad de la empresa concesionaria.^{7/}

23. Sobre la segunda pregunta hubo diversidad de criterios. Algunos participantes consideraron que sobre esos activos sólo debería cargarse depreciación pero no rentabilidad. Tal es también el principio de la ley peruana. Otros participantes argumentaron que, siendo esa inversión un gasto real de recursos de capital de la comunidad, debe reconocérsele una cierta rentabilidad como recurso escaso y cargar esta renta en la tarifa. Frente a ese argumento se expresó que parecía poco justo que al usuario del servicio se le obligase en primer término a cargar con el costo de la inversión y en segundo término a cargar - vía la tarifa - con el servicio de intereses de su propia inversión.

24. La respuesta a la tercera pregunta no es independiente de la de la primera. Al no incluir en la tarifa eléctrica el servicio de intereses sobre ese activo financiado por el usuario, podría interpretarse que ello es resultado de dos acciones compensatorias: la formación de la tarifa como costo real del servicio que incluiría esos intereses, y la entrega de esos intereses a sus propietarios - o sea, la comunidad de usuarios - mediante una rebaja equivalente de dicha tarifa. Quedaría pendiente todavía el problema de una relativa injusticia en la distribución de esta devolución en forma proporcional al consumo de energía, lo que puede diferir sustancialmente de la composición del grupo de usuarios que contribuyó en forma efectiva al financiamiento de dicho activo.

^{7/} Véanse los artículos 132, 133 y 134 de la ley.

25. Conviene distinguir entre la contribución a fondo perdido y la contribución que se reembolsa al usuario bajo diversas formas, como podría ser la de entregarle sin cargo un cierto número de kWh durante un intervalo de tiempo.

26. Con respecto al nivel adecuado del coeficiente de autofinanciamiento, se recordó que este punto fue objeto de un análisis detallado en uno de los documentos presentados al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica celebrado en México en agosto de 1961.^{8/} En él se señaló que, por la vía de los fondos de depreciación, el efecto de reducción de costos unitarios, la reinversión de utilidades netas y el aporte de los organismos financieros internacionales, era factible financiar una expansión moderada sin acudir a tarifas altas que equivalieran a una rentabilidad real superior al 10 por ciento del activo inmovilizado de la empresa. Recuérdese que en esta materia los tres parámetros principales del problema son: i) velocidad de expansión del sistema; ii) nivel de utilidades netas (o tasa de rentabilidad), y iii) tasa de depreciación.

27. El problema del grado de autofinanciamiento se plantea en realidad en aquellos casos en que la velocidad de expansión es muy alta, por ejemplo, superior a 10 por ciento. Surgió entonces la pregunta de si no debería incrementarse la rentabilidad admisible.

28. Algunos participantes se inclinaron por una solución de esta naturaleza, o sea por una tasa de rentabilidad flexible que guarde cierta proporcionalidad con la velocidad de expansión del sistema. En apoyo de esa tesis se señaló el hecho de que el crecimiento de la demanda eléctrica está relacionado con el del producto bruto del país de que se trate. Por otra parte, es lógico sostener que la tasa de rentabilidad del capital invertido en electricidad no puede ser independiente del precio de cuenta de los recursos de inversión del sistema económico. Admitidas estas premisas, una tasa de rentabilidad flexible sobre el activo inmovilizado y proporcional al ritmo de crecimiento de la demanda sería consistente con el

^{8/} Véase ST/ECLA/CONF.7/L.1.30, capítulo II.

punto de vista de algunos economistas que sostienen que el precio de cuenta del capital varía proporcionalmente a la velocidad de crecimiento del producto.

29. Se expresó también que esta "tesis de flexibilidad" con respecto a la tasa de rentabilidad de la inversión eléctrica no es contradictoria con el principio general adoptado en la discusión del punto a),^{9/} pues a una aceleración del desarrollo corresponde una mayor tasa de interés real debido a que los recursos de capital se vuelven relativamente más escasos y, en consecuencia, es lógico que ese aumento en el precio de uso de dichos recursos se reconozca explícitamente en la formación del costo total de prestación del servicio.

30. Claro está que cuando la tasa de interés no varía directamente con la velocidad de expansión de la demanda eléctrica, la tesis de flexibilidad sería contradictoria con el principio de remuneración justa sobre el capital invertido.

31. Dentro de la elección entre los principios de "utilidad justa" y "autofinanciamiento adecuado" se afirmó, con el asentimiento de todos los participantes, que el criterio del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF) en sus negociaciones para créditos a empresas eléctricas de América Latina, adopta el primero, en el entendido de que esa rentabilidad justa permitirá, a su vez, a la empresa acudir a otras fuentes de financiamiento con mayor éxito.

32. En lo que se refiere a la equidad tributaria de un determinado nivel de autofinanciamiento de la expansión, se destacó la conveniencia de distinguir entre aumentos en la extensión y en la intensidad del servicio eléctrico, pues en este último caso es más defendible un coeficiente elevado de autofinanciamiento.

c) La tarifa como base para remunerar el capital invertido

33. Se reconoció que, en lo fundamental, existen dos métodos diferentes en la legislación regulatoria eléctrica para remunerar el capital invertido. En el resto de la discusión esos métodos se identificaron en forma simplificada como método I y método II.

^{9/} Véanse supra párrafos 13-16.

34. El método I puede describirse como el "principio de retribución justa sobre la inversión inmovilizada neta de la empresa". El método II, como "el principio de retribución justa sobre el capital accionario o capital de riesgo invertido".

35. En la legislación que adopta el método II, los intereses sobre las obligaciones o deudas contratadas por la empresa forman parte de los gastos de explotación. En el caso del método I no se integran en dichos gastos.

36. En términos contables podría decirse que el método I trabaja sobre los rubros del activo de la empresa, en tanto que el método II lo hace sobre los rubros del pasivo.

37. En esencia, el nivel relativo de las tarifas según los métodos referidos dependerá de los siguientes parámetros:

- i) la estructura del pasivo de capital de la empresa, que entre otras formas, puede medirse por la relación entre la deuda y el capital en acciones (debt-equity ratio, en la terminología anglo-sajona), o por el coeficiente de endeudamiento, que se define como la relación entre la deuda y el activo de la empresa;
- ii) la tasa de interés que se paga sobre los instrumentos de deuda;
- iii) los niveles de rentabilidad que se fijen (en el caso del método I, sobre el total del activo inmovilizado neto, y en el del método II sobre el capital de riesgo invertido).

38. A título de ejemplos se señaló que la ley chilena y el convenio entre SEGBA y el Poder Ejecutivo argentino adoptan el principio del método I. En cambio, la ley peruana antes citada adoptó el método II. La ley de Panamá adecua la rentabilidad sobre el activo inmovilizado a la proporción de capital propio y capital prestado. En el caso de Costa Rica se utiliza el método I en la empresa pública y el método II en la privada.

39. Con respecto a este punto, existen dos problemas claramente diferenciados aunque el resultado de su solución conjunta es lo que interesa en definitiva a la empresa concesionaria: i) la determinación de la base de inversión (rate-base), sobre la que se calcula la rentabilidad, y ii) la fijación de la tasa de rentabilidad.

40. Por lo que toca al financiamiento del activo de la empresa, hubo acuerdo en que conviene distinguir tres formas diferentes, que debieran merecer un tratamiento asimismo diferente en la legislación, sobre todo si se adopta el método II, a saber: i) capital propio; ii) capital en préstamo; y iii) contribuciones. Aun en el caso de que la legislación regulatoria adopte el método I, ello no impide, naturalmente, que la empresa distribuya el sobrante de explotación según tasas diferentes sobre los aportadores de capital, siempre dentro de las normas de la ley y de los reglamentos correspondientes.

41. También es diferente en general el tratamiento que la ley otorga a esas remuneraciones. Así, por ejemplo, en el caso de Chile las empresas eléctricas - tanto de capital público como privado - deben pagar el impuesto del 30 por ciento sobre sus utilidades netas, pero ese impuesto no grava a las transferencias que por concepto de intereses de deudas realicen esas empresas a prestamistas radicados en el extranjero.

42. Algunos participantes señalaron la inconveniencia del método I en el caso de que la empresa eléctrica contrate créditos que cuenten con el aval del estado o utilicen la capacidad de crédito y el prestigio financiero del país. En tal caso, la remuneración sobre el activo inmovilizado les permitirá extraer un beneficio sustancial de una contratación de deudas a bajo interés, beneficio que parecería lógico fuese devuelto en alguna forma a la comunidad.

43. También se destacó, como crítica al método I, que la rentabilidad de una inversión es fundamentalmente un premio por la escasez del recurso más un premio al riesgo. Así pues, desde el punto de vista teórico, no hay base adecuada para una remuneración uniforme sobre capitales de muy diferentes características.

44. En favor del método I se expresaron los siguientes argumentos:

i) crea un incentivo para que la empresa obtenga préstamos en las condiciones más ventajosas posibles (teóricamente, ese incentivo no existiría en el método II); ii) tiene la ventaja psicológica de que permite una remuneración relativamente alta del capital de riesgo invertido, sin

/que la

que la misma aparezca explícitamente en la ley, en cuyo caso podría provocar reacciones desfavorables en el legislador o en el usuario; y iii) crea un incentivo para una mejor eficiencia y administración de la empresa, ya que ello le dará acceso a mercados de capital en mejores condiciones financieras.

45. Con respecto al primero de los puntos citados anteriormente se mencionó que el artículo 121 de la ley peruana, en su inciso f), fija un tope del 8.5 por ciento para el total de intereses y gastos que puede incluirse dentro del rubro de gastos por concepto de servicio de deudas contratadas.

46. Se mencionó también como un antecedente de interés en esta materia el hecho de que el BIRF, en el curso de las negociaciones previas al otorgamiento del préstamo a SEGBA prefirió sustituir el método II que aparecía en un convenio anterior, por el método I, y fue este último el que se adoptó definitivamente.

47. Se destacó que, en ciertos casos, la estructura del pasivo de la empresa resulta distorsionada por el hecho de que la legislación eléctrica otorga un tratamiento privilegiado a la deuda de la empresa y particularmente a la contratada en el extranjero. En tal caso existe un incentivo para que el capital patrimonial se disfrace y aparezca en forma de préstamo cuando en realidad el titular de la obligación es el mismo. Ello puede tener también un efecto desfavorable sobre el balance de pagos en aquellos casos en que exista una cierta tendencia a reinversión de utilidades sobre capital accionario. Cuando el préstamo es una ficción y el capitalista coincide con el prestamista - lo que también puede suceder por otras razones diferentes de la antes mencionada - la estructura del pasivo de la empresa puede dar una idea equivocada de su estabilidad financiera y hacer más difícil la contratación de deudas con otros prestamistas extranjeros o nacionales.

48. En lo que respecta a la tasa de rentabilidad sobre el capital invertido, la mayoría de los participantes reiteró su acuerdo de que, en

/general, la

general, la tasa correspondiente al capital público y al privado debe ser la misma. También se reiteró alguna opinión individual en el sentido de que la primera debería ser más alta como elemento de captación de ahorros privados.

49. La llamada "utilidad comercial" que aparece en las leyes peruana y colombiana constituye en esencia una sobretasa de rentabilidad. En el caso del sistema peruano, la flexibilidad que se admite en dicha sobretasa hasta un tope de 3 por ciento constituye un incentivo que solamente puede actuar con eficacia cuando no existe inflación.

50. Se discutió extensamente sobre los valores mínimo y máximo entre los cuales debiera fijarse la tasa de rentabilidad legal (o su valor promedio o normal en el caso de que se admitiese cierta flexibilidad). Dichos valores deberán estar relacionados con los extremos del espectro o abanico de intereses. Obviamente este abanico es tanto más abierto cuanto más intenso es el ritmo de inflación. Existió en general acuerdo en que un mínimo razonable sería la tasa de interés a que el estado contrata sus deudas.

51. En lo que se refiere al valor máximo se sugirió que podría coincidir con el costo de oportunidad, aunque respecto a la determinación de este último parámetro se expresaron algunas dudas sobre su posibilidad o exactitud. Se respondió que las dificultades en tal sentido no serían insalvables, pues tratándose simplemente de un tope máximo para la rentabilidad legal sería suficiente su cálculo con un margen de incertidumbre que no superase el 20 por ciento, por ejemplo. Otro punto de referencia sería la relación entre utilidad industrial y de servicio público en otros países.

52. Se convino en que interesa separar claramente el problema de la tasa de rentabilidad legal sobre la inversión y el costo de oportunidad o precio de cuenta para decisiones de inversión de la empresa eléctrica. En general, el segundo valor deberá ser más elevado que el primero, como ya se expresó anteriormente.

/53. Se

53. Se sugirió que, en lo que respecta al tope máximo para la rentabilidad legal, se tenga en cuenta - en el caso de las empresas de capital público o en el caso de las privadas que están exoneradas de ciertos tributos - una renta adicional, correspondiente a lo que en los Estados Unidos se denomina income in lieu of taxes que tiende a compensar en ese país la desigualdad legal entre empresas públicas y privadas.

54. Se aclaró que en toda la discusión precedente se hacía referencia constante a la "tasa real de rentabilidad", es decir, a la tasa ya corregida por las elevaciones en el nivel general de precios, y también que, en aquellos casos en que la ley admitiera cierta flexibilidad en dicha tasa y fijara solamente un valor "normal", deberían definirse con precisión las condiciones de normalidad y la forma en que variaría la tasa con la alteración de esas condiciones.

55. Por lo que toca a la conveniencia y equidad de establecer una "utilidad comercial" adicional, en la forma prevista en la ley peruana, se señaló que cuando la legislación adopta el método I, y la empresa contrata deudas a una tasa de interés inferior a la rentabilidad legal, existe ya un beneficio adicional que parecería comprender una utilidad comercial o de gestión de la empresa. Desde este punto de vista, el método I equivaldría a la aplicación del método II más una cierta utilidad comercial, aunque en el primer caso esa utilidad sería variable según la estructura del pasivo de la empresa y las condiciones financieras en que ha contratado sus deudas.

d) La tarifa como medio de fomento de la producción y el desarrollo^{10/}

56. Dentro de un nivel tarifario general que contemple el principio básico de reconocer los costos reales más una utilidad razonable sobre la inversión, se admitió la posibilidad de que la estructura del pliego de tarifas pueda tener una orientación determinada que implique ciertos subsidios, pero siempre que sean claros y constituyan expresión de una política económica integral.

57. En este sentido, todo subsidio tiene dos características fundamentales: i) el hecho de que sea directo e indirecto y ii) su notoriedad. Si bien la teoría económica, y muy particularmente la llamada "economía del bienestar" (Welfare Economics), enseña que los subsidios directos son preferibles debido

^{10/} Punto 1 g) de la gúfa de discusión.

a que no introducen distorsiones en el mecanismo de los precios, la experiencia muestra que este tipo de subsidios en forma de donaciones a determinados sectores de la comunidad no es aceptable políticamente y existen escasos ejemplos de su concreción práctica. De ahí que, desde el punto de vista de la empresa eléctrica, si bien puede aceptarse la existencia de un subsidio indirecto por vía de la tarifa eléctrica, debe exigirse que ese subsidio sea notorio y responda a un plan general de desarrollo.

58. Se mencionaron dos ejemplos de interés, que ilustran algunos aspectos ya señalados. La empresa eléctrica estatal de Puerto Rico cobra precios inferiores al costo en ciertos sectores rurales, pero este déficit de la empresase cubre con una partida expresa del Presupuesto General de Gastos del Estado. Por lo tanto, se respeta la exigencia de la notoriedad del subsidio y de que su existencia no comprometa el desarrollo de la empresa en su conjunto. El segundo ejemplo lo constituye el caso en que se trató que la empresa eléctrica cobrara precios reducidos a la pequeña minería como un medio de aliviar su situación económica. La empresa rehusó alterar sus tarifas en esta forma, pero en cambio sugirió reducir en un monto equivalente el aporte anual que recibe del Estado y que ese monto se entregue directamente a quienes se desea beneficiar. Se tendría así la ventaja de no discriminar en perjuicio de los productores que no compran energía. Sin embargo, el Estado se ha resistido a proceder así, y ello pone de manifiesto las serias dificultades que impiden la puesta en marcha de subsidios directos.

59. En ciertos casos - por ejemplo, cuando se trata de una tarifa promocional de ventas para adecuar la producción de energía a una inversión anticipada de potencia - ello no debe considerarse como un subsidio, sino como algo similar a los intereses intercalarios durante la construcción de una obra. Se trata de un fenómeno paralelo al de un industrial que sobredimensiona su capacidad productiva con respecto a la demanda inicial del mercado y vende en un primer período a un precio que no cubre sus costos, pero que es el precio que corresponde a una demanda ya madura prevista para el futuro y que no podría lograrse si al principio se establecen precios de venta que correspondan estrictamente a los costos.

60. Algunos participantes señalaron la necesidad de que la decisión en materia de subsidios sea al nivel legislativo tal como sucede en el caso de los impuestos. Se convino en que este punto sería discutido nuevamente al examinar los aspectos legales, institucionales y administrativos en América Latina.^{11/}

61. Se sugirió que en aquellas industrias en que la energía eléctrica constituye un componente importante del costo y que exportan una parte apreciable de su producción, se tratase de lograr una mayor estabilidad en sus costos unitarios de energía expresados en moneda extranjera mediante algunos arbitrios, como por ejemplo, la fijación de precios expresados en dólares en los respectivos contratos con el concesionario del servicio eléctrico. La mayoría de los participantes se opuso a esta sugerencia por entender que introduciría dificultades y discriminaciones peligrosas en la estructura tarifaria.

62. Otra sugerencia - que contó con un mayor apoyo por parte de los participantes - fue que, en el caso de los consumidores industriales de importancia, se efectúe un canje de paquetes de acciones con la empresa eléctrica en condiciones a determinar en la legislación o en los contratos negociados singularmente. Ello permitiría una cierta compensación de los riesgos que corren ambas partes en un contrato de esta naturaleza con una industria de alto consumo de electricidad.

e) La tarifa como elemento modificador de la curva de demanda^{12/}

63. Se convino en la necesidad de intercambiar información en el futuro en lo que respecta a elasticidades-precio de la demanda eléctrica y reacciones de los consumidores a discriminaciones de precios, por ejemplo en materia horaria.

64. Se examinaron las posibilidades de desplazamiento horario de ciertos consumos industriales. En las industrias tradicionales ese desplazamiento parece difícil, pero en las industrias llamadas "dinámicas" se encuentran muchos procesos tecnológicos con elevados insumos de energía y escasos insumos de mano de obra. Por lo tanto, es mayor la economicidad de desplazar

^{11/} Punto 8 de la guía de discusión.

^{12/} Punto 1 d) de la guía de discusión.

producción para horarios nocturnos o fuera de horas de punta. En tal caso, la industria, aparte del desplazamiento horario puede sobredimensionar sus equipos con respecto al caso de una producción uniforme y disminuir el nivel de actividad productiva en las horas de la demanda máxima de acuerdo a lo que se convenga con la empresa eléctrica.

65. Algunos participantes señalaron que en sus respectivas empresas se estudiaba la posibilidad de efectuar desconexiones automáticas ordenadas desde la central generadora mediante una onda portadora de alta frecuencia, aunque en ciertos casos esas ondas podrían encontrar dificultades en su pasaje a través de los transformadores de distribución.

66. Se convino en que lo que podría llamarse "la persecución del consumidor fantasma" para mejorar el factor de carga de la demanda debe realizarse con mesura, pues de lo contrario puede ser peligrosa y perjudicial para la empresa. En particular, y con el objeto de que la estructura de la tarifa conduzca a decisiones racionales del usuario, la discriminación horaria debe responder lo más exactamente posible a los costos incrementales del servicio.

f) La tarifa como instrumento para una política en materia de energía^{13/}

67. Se registró unanimidad de opiniones en el sentido de que es necesario coordinar los precios de los recursos energéticos a fin de evitar decisiones irracionales en su utilización. Fueron señalados numerosos ejemplos de efectos perjudiciales derivados de la ausencia de tal coordinación, particularmente en lo que se refiere a la utilización de la energía eléctrica como fuente de calefacción doméstica. Entre otros, se citó el caso de Bolivia, país en que el 80 por ciento del consumo eléctrico residencial se utiliza con ese fin.

68. La coordinación de precios energéticos puede obtenerse en dos formas diferentes, según se utilice una centralización de decisiones o se creen las condiciones para que el mismo resultado se obtenga mediante decisiones descentralizadas. Tal como se señala en el documento en discusión,^{14/} una tarifa que responda a los principios allí expuestos conducirá a una utilización óptima de los recursos energéticos siempre que la formación de los precios en los otros sectores de energía obedezca también a los mismos principios básicos.

^{13/} Punto 1 e) de la gufa de discusión.

^{14/} Véase E & WR/WP.2/1, capítulo VI.

69. Se destacaron algunas razones por las cuales es difícil que suceda esto último, entre otras las siguientes: en primer término, debido a la diferente elasticidad-ingreso de la demanda eléctrica y de combustibles líquidos y a las diferencias aún más acentuadas entre sus relaciones producto-capital, un mismo nivel de autofinanciamiento en ambas empresas - en muchos países latinoamericanos la empresa refinadora es también estatal - conducirá a sobrepuestos relativos también muy diferentes; en segundo lugar, porque una refinería de petróleo produce simultáneamente toda una gama de productos como resultado de un mismo proceso tecnológico y, en consecuencia, resulta que la asignación de costos entre ellos es relativamente discrecional y no puede servir de base para una formación de costos que siga estrictamente los principios del costo respectivo.

70. La coordinación expresa de los precios energéticos mediante decisión centralizada tropieza con varias dificultades en América Latina. Por una parte, no existen estudios ni datos que puedan servir de base para efectuar tal coordinación, aunque en una primera etapa podrían evitarse por lo menos aquellas distorsiones que resultan de diferencias en órdenes de magnitud y que pueden detectarse fácilmente. Por otra parte, se tropezaría con el obstáculo que opone la autonomía funcional de las empresas incluso, o quizás más aún, en el caso en que son estatales; si se considerase necesario el establecimiento de una autoridad centralizada en materia de energía se requerirían modificaciones institucionales.

71. Como ejemplo de ausencia de coordinación entre empresas estatales se señalaron los casos de la Argentina y el Uruguay, países en que el consumidor eléctrico subvenciona al consumidor de combustibles líquidos debido al elevado grado de autofinanciamiento de las empresas estatales que refinan el petróleo crudo y venden sus derivados.

72. También se señalaron criterios antieconómicos para la fijación de precios y condiciones de utilización del gas natural en los grandes países productores de América Latina: la Argentina, México y Venezuela.

73. Como rasgo particularmente indeseable de la política energética se destacó el referente a su falta de continuidad. Lo menos que debe exigirse a los gobiernos es una cierta permanencia en sus normas en esta materia, a fin de que las diversas empresas del sector puedan ajustar a esas normas su política de precios. No ha sucedido así en general y los frecuentes y violentos cambios en la política gubernamental han afectado un desarrollo armónico y una utilización adecuada de los recursos.

74. Debe asimismo haber continuidad en la política comercial de la empresa, cosa que no siempre pasa. Se mencionaron ejemplos en que la empresa, luego de una intensa campaña de promoción de venta y de utilización de aparatos eléctricos para el hogar, se vio en la necesidad de aumentar sus precios y tratar de promover su sustitución por aparatos consumidores de gas líquido u otros combustibles con los consiguientes efectos negativos para el usuario y para la propia empresa que presta el servicio.^{15/}

75. El efecto de distorsión se ha producido en otros casos por la acción de ciertos impuestos que gravan la venta de energía y tienden entonces a promover su autogeneración aun en condiciones antieconómicas, o por estructuras tarifarias que, en el caso del consumidor industrial, puedan promover también la autogeneración de energía y la compra de reserva excesivamente barata para el usuario y onerosa para la empresa eléctrica.

g) La tarifa como incentivo de la eficiencia del servicio^{16/}

76. Existió acuerdo unánime en el sentido de destacar que el más serio inconveniente de la legislación eléctrica de América Latina - comprendidas las disposiciones más modernas de la Argentina, Chile y el Perú - es el olvido de los aspectos relacionados con la eficiencia en la prestación del servicio. Sin embargo, se reconoció que la introducción de disposiciones expresas que tiendan a incentivar la eficiencia en la actividad productiva del concesionario plantea problemas sumamente complejos y de difícil solución.

^{15/} Así sucede en la Argentina, a pesar de que existe un Fondo de Electrificación al que contribuyen los consumidores de combustibles líquidos.

^{16/} Punto 1 h) de la guía de discusión.

77. Cabe distinguir dos tipos de incentivos: i) aquellos de origen externo a la empresa y ii) los de origen interno. La tasa de rentabilidad móvil con el volumen de expansión del servicio es un ejemplo de un incentivo externo. La congelación de la tarifa eléctrica en condiciones de estabilidad de precios es un incentivo interno para que la empresa mejore sus costos y, por consiguiente, aumente sus utilidades. Pero cuando hay inflación el incentivo interno desaparece, pues queda sumergido en el aumento periódico de las tarifas que necesariamente debe tener lugar para que sobreviva la empresa.

78. En el curso de la discusión se aludió al estudio titulado Algunos problemas relacionados con el método de fijación de tarifas de acuerdo con la ley de servicios eléctricos chilena,^{17/} cuyo objetivo fundamental es poner en duda el principio del "costo reconocido" como base para la fijación de la tarifa. En ese documento se hace referencia a un tipo de incentivo determinado, o sea el que se produce como consecuencia de fijar la tarifa sobre costos de inversión estimados sobre bases uniformes y no como reconocimiento de gastos históricamente incurridos por parte de la empresa.

79. Se señaló que, en términos generales, puede distinguirse entre la eficiencia administrativa y la tecnológica. Con respecto a esta última no es difícil establecer fórmulas de incentivación, pero en el caso de la primera el problema es muy complejo. Estas dificultades de aplicación práctica han hecho que en muchos casos las normas legales no se aplicasen por la ausencia de una reglamentación adecuada.

80. Así, por ejemplo, la ley argentina 15336 establece en su artículo 39 que "las disminuciones de costo originadas en una mayor eficiencia técnica serán acreditadas por partes iguales a favor de los consumidores y la empresa o entidad productora, transportadora o distribuidora que las haya originado". Sin embargo, esta norma no se ha aplicado hasta el momento. En el antiguo contrato de concesión de CADE (1907) se estableció también una norma similar, pero tampoco fue aplicada.

17/ Véase E & WR/WP.2/4.

81. Algunos participantes destacaron el hecho de que en una legislación que se base en el costo reconocido hay un elemento de incentivo por el simple hecho de que la imperfección del mecanismo regulador hace que la empresa eléctrica difícilmente llegue al tope de la rentabilidad legal. Tal imperfección tiene entonces el efecto favorable de actuar como incentivo para la eficiencia de la empresa.

82. Se sugirió la posibilidad de aplicar algunos de los mecanismos de estímulo utilizados en los países de economía centralmente planificada en que la eliminación de la competencia entre las firmas conduce a la búsqueda de ciertas medidas de eficiencia, como por ejemplo el nivel de utilidad de firmas en condiciones similares de mercado y de precios. En esos países el problema se plantea no sólo en empresas de carácter monopolístico, sino en todos los casos.

83. Cuando existen cláusulas de ajuste automático por variaciones en los precios de los principales insumos de la empresa eléctrica, la congelación de los coeficientes técnicos que sirven de base para esas compensaciones equivale a un premio de incentivación para la empresa haya o no inflación en el sistema económico.

84. Aparte los problemas de definición de los parámetros que sirvan de base a las cláusulas de incentivación de la eficiencia, queda el problema de si esos incentivos, o los parámetros mismos, deben ser transitorios o permanentes. Hubo en general acuerdo en que ambos - y muy particularmente los valores cuantitativos de las normas que se fijan para los parámetros - deberán ser objeto de revisión una vez transcurrido un plazo prudencial - cinco años, por ejemplo - para evitar que el progreso tecnológico acelerado, o el hecho de haber partido la empresa de un punto inicial de muy baja eficiencia, se traduzcan en rentabilidades desproporcionadas con respecto al capital invertido.

85. Como ejemplos típicos de parámetros para cláusulas de incentivación de la eficiencia se mencionaron las relaciones entre energía vendida y generada, por una parte, y entre energía generada e insumo de combustible - cuando la generación es predominantemente térmica - por la otra. Un parámetro para la medida de la eficiencia administrativa sería el de horas-hombre por kWh producido. Pero esos parámetros, como es natural, están

/lejos de

lejos de agotar el problema y carecen del aspecto de generalidad que debería tener una cláusula para dar incentivos a la eficiencia en la acepción más completa de la palabra.

86. Hubo consenso en el sentido de recomendar como principio general de la norma de incentivación el siguiente: de la mejora total en los costos reales unitarios de la prestación del servicio eléctrico se deducirían todos aquellos beneficios que resultan de variaciones ajenas a la acción de la empresa^{18/} - por ejemplo, los cambios en los precios de los insumos - y de la mejora neta resultante se dividiría el beneficio entre el productor y el usuario. También en este caso sería necesario volver cada cierto tiempo a la rentabilidad base de principio del período.

18/ Variables exógenas, como se llaman en la teoría económica moderna.

2. Los sistemas de tarifas existentes y los que se usan
en América Latina

87. Se convino en que no era de interés realizar un inventario de los sistemas tarifarios utilizados en general, sino un análisis crítico de algunos de los problemas de mayor entidad en la elaboración de un pliego de tarifas, haciendo especial hincapie en la experiencia latinoamericana.

88. Algunos participantes comenzaron por destacar las distorsiones que producen ciertas intervenciones políticas de carácter demagógico en la elaboración de las tarifas, que llegan hasta al extremo de no reconocer en ellas ni siquiera una mínima rentabilidad sobre el capital invertido, especialmente cuando éste es de origen público.

89. Por lo que se refiere a aquellos países que tienen legislación federal, como la Argentina, se destacó la conveniencia de que las leyes energéticas nacionales sean implementadas por una estructura racional de precios de energía en bloque o alta tensión, que permitiría que los precios finales de venta al usuario guardasen relación con los costos reales de prestación del servicio.

90. Como principio diferente para la fijación de la tarifa se mencionó una "renta justa" en el sentido de que no permitía a la empresa eléctrica una continuidad y normalidad en sus condiciones de acceso al mercado de capitales para su gestión y desenvolvimiento.^{19/} Se señaló que este "principio de la renta justa" tiene algunas vinculaciones con la "tesis de flexibilidad" que se discutió en sesiones anteriores, pues obviamente el acceso al mercado de capitales se producirá a tasas de interés más elevadas cuanto más estrecho sea ese mercado en el momento en que la empresa ofrece sus papeles en venta.

91. En lo que se refiere al efecto de la legislación reguladora sobre el sistema tarifario, se reconoció que en general la legislación tiene relación directa con el nivel de la tarifa pero no con su estructura o el sistema particular que la empresa utiliza para sus ventas de energía.

^{19/} Se citó como ejemplo la sentencia de la Suprema Corte de los Estados Unidos en el caso Federal Power Commission v. Hope Natural Gas Co., que autolimitó el papel de la Corte como tribunal jurisdiccional a aquellos casos en que existía un cercenamiento del derecho de propiedad en virtud de la legislación reguladora. (Véase E & WR/WP.2/2, pp 41 y 51.)

92. No obstante, es también general el hecho de que el pliego de tarifas elaborado por la empresa debe ser objeto de aprobación expresa por el poder administrador, o su representante, el órgano regulador previsto en dicha legislación. Existen algunas excepciones en lo que respecta a las categorías admisibles del pliego de tarifas. Por ejemplo, en el Perú el artículo 272 del reglamento de la ley 12373 enumera taxativamente esas categorías.

93. En lo que respecta a los incentivos para el mejoramiento del factor de potencia se expresó que era imposible en muchos casos cobrar multas equivalentes al perjuicio real causado a la empresa eléctrica, puesto que el monto de esas multas resultaría demasiado elevado. En Chile se encara la implantación de un sistema mediante el cual se mediría el factor de potencia en las horas de punta y se cobraría energía reactiva sobre la base de esa medición.

3. Formación de la tarifa. Aspectos generales

94. Comenzó por señalarse que el principio del punto 1 a) de la guía de discusión sobre "la tarifa como expresión del costo del kWh"^{20/} se refiere al nivel del sistema tarifario. Aun adoptado como principio general, es posible que admita excepciones en lo que toca a la relación entre el precio y el costo del kWh "individual", por así decir, o, por lo menos, con respecto a los costos de los bloques de energía por grupos de consumidores.
95. Aparte del subsidio que tiene una fuente externa a la empresa eléctrica - por ejemplo, el caso ya mencionado de Puerto Rico en la electricidad rural -, la aplicación del principio de un nivel tarifario que resulte del costo medio más una utilidad razonable conjuntamente con excepciones al nivel de grupo de usuarios, conduce a subsidios internos a la empresa en que ésta actúa como vehículo de transferencias de ingresos de un grupo a otro de consumidores o, en determinados casos, de ciertos integrantes de un grupo a otros integrantes del mismo grupo, pero ubicados en estratos diferentes de ingreso o de capacidad productiva. Tal es el caso de los llamados "escalones sociales" en la tarifa residencial.
96. Se discutió cuál sería el mínimo admisible, o "piso", que podría tomarse para los precios de bloques de energía cuando se entiende que debe existir el subsidio. De acuerdo con la teoría económica, parecería que ese mínimo debiera ser el gasto variable, o sea el costo incremental en el corto plazo, pero este concepto sólo serviría para sistemas predominantemente térmicos. Algunos participantes señalaron que, a su juicio, ese mínimo sería excesivamente bajo, incluso en este último caso, ya que el costo incremental no suele superar el tercio del costo total. En los sistemas predominantemente hidráulicos se sugirió la posibilidad de vincular ese costo incremental en términos reales con el grado de utilización de la central o centrales de que se trate.
97. Se mencionaron algunos países europeos - por ejemplo, Suecia - en los cuales las empresas eléctricas fijaron tarifas relativamente bajas para industrias electro-químicas y metalúrgicas, y luego, al crecer el sistema,

^{20/} Véanse supra los párrafos 13-16.

se vieron enfrentadas a una situación en que una parte sustancial de su capacidad instalada estaba comprometida en forma permanente a precios que no podían modificarse sino a riesgo de provocar serias consecuencias en los usuarios para los cuales ese costo era de gran importancia.

98. Hubo acuerdo sobre la conveniencia de que las empresas eléctricas de América Latina dispongan de lo que podría llamarse una "teoría de estructura de tarifas" susceptible de determinar normas para la asignación de costos por consumidor. En lo que respecta a la discriminación entre costos de demanda y costos de energía, se señaló que esa distinción es mucho más clara en el caso de energía térmica que en el hidráulico.

99. Algunos participantes expresaron que, según la experiencia de sus empresas, la dispersión de los resultados de diversos tipos de tarifas era pequeña, y que en general se habían inclinado, en consecuencia, por el criterio de la mayor sencillez para llegar a una recaudación determinada por el grupo de usuarios.

100. Si existen restricciones al consumo hay cierta contradicción en fijar al mismo tiempo tarifas escalonadas que signifiquen un fomento de ese consumo.

101. En lo que se refiere a los métodos de tarificación horaria, se convino en que su aplicación está estrechamente vinculada a la estructura productiva del sistema de generación de energía. Por ejemplo, el método empleado por *Électricité de France* no es aplicable en Chile porque en este último país la participación de la potencia térmica es mucho más reducida que en Francia. En Chile la tarificación horaria es un método intermedio que no llega en esa forma al consumidor, aunque se está estudiando la implantación en su forma final en dos centros de consumo aislados, uno de ellos alimentado por una fuente hidroeléctrica y el otro por una fuente térmica.^{21/}

102. En la asignación de costos por consumidor los tres parámetros principales del problema son i) potencia, ii) energía y iii) número de usuarios. En general, el problema que ofrece mayor dificultad es el de la distribución

^{21/} Véanse Costo horario del suministro eléctrico en un sistema interconectado (ST/ECLA/CONF.7/L.1.47), documento presentado por los ingenieros Friedmann y Schkolnik al Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica (México, julio-agosto 1961); y Aplicación de un método de tarificación horaria a dos casos sencillos, presentado por el ingeniero Schkolnik a esta reunión.

de los gastos de demanda. Pero aun suponiendo que se haya resuelto, surgen preguntas como la siguiente: si la tarifa es binómica, ¿el cargo por demanda debe absorber todo el costo fijo y el cargo por energía, todo el costo variable? Entre los ejemplos que se mencionaron sobre consumidores industriales predominaron aquellos en que el cargo por demanda no alcanza a cubrir todo el costo fijo, aunque parecería haber una tendencia a aproximarse a dicha meta.

103. Como característica fundamental del problema, se señaló el hecho de que no existen principios absolutos para su solución, puesto que se trata de un caso particular de los problemas en la teoría de imputación de costos cuya solución es arbitraria dado que existe producción simultánea de diversos bienes mediante un mismo proceso tecnológico. En el caso de la energía eléctrica, la heterogeneidad resulta de su diferente ubicación en el tiempo, en tanto que en la destilación de petróleo resulta de una diferente combinación de procesos y equipos. Sin embargo, el problema esencial es el mismo debido a la imposibilidad de asignar costos a cada uno de los bienes producidos.

104. Para la fijación de los precios adquiere especial significado la elasticidad de la demanda y se plantea una situación de importancia especial en el caso de grandes consumidores industriales, que tendrían la opción de generar su propia energía eléctrica, a menudo en desmedro del coeficiente de diversidad de los sistemas públicos, y con el consiguiente ineficiente uso de los recursos nacionales.

105. Claro está que la arbitrariedad o discrecionalidad en la asignación de costos tiene límites impuestos por razones económicas, pues si se traspasasen esos límites, se producirían sustituciones irracionales y se haría un mal uso del recurso energético.

106. Teniendo en cuenta la importancia del tema y la ausencia de normas claras al respecto dentro de la bibliografía técnica sobre tarifas eléctricas, hubo acuerdo en recomendar la creación de un grupo de trabajo, que podría contar con la colaboración de Electricité de France y cuya meta sería formular un criterio sobre lo que podría llamarse "principios de una tarifa verde", o sea las normas para la fijación de precios de energía eléctrica en alta tensión en un sistema interconectado de centros de generación y de consumo.

4. Formación de la tarifa. Aspectos contables

107. Se efectuó la revisión de las definiciones que guardan relación con el aspecto tarifario elaboradas en la Reunión de expertos sobre estadísticas y terminología eléctricas celebrada en Santiago de Chile en septiembre de 1962 y que están contenidas en el informe respectivo.^{22/} Se efectuaron algunas correcciones en aquellas definiciones y, aunque coincidiendo con los puntos de vista sostenidos por los expertos asistentes a aquella reunión, se reconoció que era necesario revisarlas más a fondo antes de proponer su adopción general. (Véase Anexo III.)

108. Varios de los participantes señalaron que en la legislación eléctrica de sus respectivos países y en la acción administrativa de sus mecanismos regulatorios se utiliza el clasificador de cuentas de la Federal Power Commission de los Estados Unidos, y que ese clasificador es insuficiente para un estudio racional de tarifas desde el punto de vista de la empresa.

109. Se observó que existe en general cierta inconsistencia entre la legislación eléctrica y la tributaria en materia de clasificación de cuentas. En la Argentina, por ejemplo, las normas de revaluación de activos de SEGBA son diferentes en ambas legislaciones, lo que obliga a llevar una contabilidad especial para cada una. En cuanto a sus efectos prácticos, el problema se soluciona por el hecho de que en el convenio respectivo se expresa que la utilidad prevista se entiende "neta de impuestos". En Chile se dan tres discrepancias fundamentales entre ambas legislaciones: i) para la legislación tributaria los intereses de las deudas son gastos a diferencia de la eléctrica que adopta el principio del método I ya descrito;^{23/} ii) las cargas admisibles por depreciación son diferentes entre ambas normas legales; y iii) los criterios de valuación del activo son diferentes. Las dos últimas discrepancias han sido eliminadas hace poco tiempo.

110. En lo que se refiere a los métodos contables utilizados en la fijación de tarifas eléctricas se consideraron detenidamente las sugerencias contenidas

^{22/} Véase Informe provisional de la reunión de expertos sobre Estadística y Terminología Eléctricas conteniendo el Glosario Terminológico y los modelos cuadros estadísticos aprobados (E & WR/WP.1/3).

^{23/} Véase supra el punto 1 c), párrafo 34.

en un documento presentado a la Reunión,^{24/} y en el que cabe destacar como fundamentales tres de ellas, a saber:

- i) la posibilidad de utilizar una "vida útil media" para todo el conjunto funcional de bienes afectados a la prestación del servicio. Ello eliminaría la necesidad de llevar un registro particular para cada uno de los miles de rubros que componen ese conjunto;
- ii) la posibilidad de reemplazar el método de depreciación lineal de los bienes por el de "recuperación del capital", que comprende el concepto de depreciación acumulativa o sinking fund, y
- iii) la posibilidad de estimar la inversión inmovilizada sin hacer un avalúo "histórico", sino procediendo a base de esquemas estandarizados en cuanto a diseños y materiales, y valorizados mediante costos unitarios como el costo índice por kilovatio instalado y el grado de respaldo anual de energía, etc.

111. En lo que respecta a la primera sugerencia hubo general consenso en que podría ser viable su introducción en la legislación regulatoria con propósitos de simplificación del trámite correspondiente y de la labor administrativa tanto de la empresa regulada como del órgano regulador. En apoyo de la validez teórica del concepto se señaló que, como la vida útil de un bien incorporado a un conjunto tecnológico no es independiente de la del resto de los bienes de ese mismo conjunto, el concepto de "vida útil media" del conjunto no es una simple abstracción sino que tiene significado funcional.

112. Al examinarse la segunda sugerencia, se formularon algunas objeciones sobre la conveniencia de aplicar el método del sinking fund a la regulación de tarifas. Se señaló en primer término que el método de depreciación lineal permite una mayor velocidad en dicha depreciación, y que ello redundaría en beneficio de la empresa. Así, en una empresa dinámica, el fondo de depreciación acumulada en el caso del método lineal es siempre mayor que en el del método del sinking fund. Además, el método lineal

^{24/} Véase Algunos problemas relacionados con el método de fijación de tarifas de acuerdo con la ley de servicios eléctricos chilena (E & WP/WP.2/4).

- si las tasas y valuaciones de ambas legislaciones coinciden - concilia la contabilidad de los activos inmovilizados netos en la legislación impositiva y en la regulatoria de las tarifas. Algunos participantes señalaron que esto ofrece una mayor seguridad al inversionista en el caso de una eventual expropiación de sus bienes en virtud de la coincidencia entre la base tarifaria y el valor contabilizado de los bienes.

113. En cuanto a la tercera sugerencia, hubo acuerdo en considerar que la idea es atractiva por llevar a un mayor automatismo en la determinación de la base tarifaria y por adoptar el principio del "patrón de inversión razonable" en lugar del reconocimiento de gastos efectuados. Con todo, se señaló también que son considerables las dificultades que se ofrecen en su aplicación práctica. Entre ellas cabe mencionar las considerables diferencias de costos unitarios aún dentro de un mismo país, y las variaciones de precios de maquinarias procedentes de diversos mercados, y a veces de un mismo mercado, en intervalos de tiempo relativamente cortos.

114. Desde el punto de vista teórico, se destacó el peligro de que este procedimiento, al establecer un incentivo a la reducción de costos, lleve a la utilización de tecnologías inferiores, pues la rentabilidad sobre una base tarifaria superior a la inversión real podría compensar un costo de operación más elevado. Se observó que el efecto sería en este caso contrario al de una norma de incentivación en lo que respecta a gastos directos de operación y que, por el contrario, podría conducir a tecnologías demasiado avanzadas con un uso excesivo de recursos de inversión que resulta antieconómico para el sistema económico en su conjunto.

115. Por la razón señalada, se concluyó que si llegase a aplicarse el procedimiento sugerido para la determinación de la base de inversión, debería hacerse conjuntamente con estándares para costos de explotación.

116. Se mencionó el hecho de que la contabilidad comercial tradicional está fundamentalmente dirigida a mostrar i) la evolución patrimonial circunscrita a un período anual, y ii) los resultados globales de gestión en el mismo período. Lo anterior está determinado por razones del derecho comercial o tributario y por criterios de orden financiero estricto. En cambio, es poco frecuente el uso de una contabilidad analítica racional de costos destinada a mostrar los resultados de gestión de diversas actividades de la /empresa. Asimismo

empresa. Asimismo no está suficientemente generalizado el uso de un plan de cuentas diseñado para valorar los activos, los ingresos propios y ajenos a la explotación y los gastos de explotación, todo con propósitos regulatorios.

117. Hubo acuerdo sobre la conveniencia de establecer un plan uniforme de cuentas con el objeto primordial de determinar el avalúo de los activos por grupos físico-funcionales característicos de la industria eléctrica, y de registrar también funcionalmente el costo del servicio, con independencia de que haya otros planes de cuentas para satisfacer los requisitos legales de mostrar la evolución patrimonial y los resultados globales de gestión, las necesidades de información y control interno de gestión (control de costos) u otros requisitos. Este plan uniforme tendría como finalidad principal la comparación estadística latinoamericana.

118. Con tal propósito se convino en proponer la formación de un Grupo de Trabajo que formule recomendaciones concretas en tal sentido a las empresas eléctricas y a los organismos reguladores de la industria en América Latina. Se solicitó a los participantes que hiciesen llegar sus observaciones sobre definiciones y aspectos de terminología al Programa de Energía y Recursos Hidráulicos de la CEPAL a fin de que se tengan en cuenta en una futura reunión o en la revisión del glosario a que antes se hizo alusión.^{25/}

^{25/} Véase supra párrafo 107 y nota 22.

5. Formación de la tarifa. Aspectos financieros

119. Hubo consenso en destacar la conveniencia de que las empresas eléctricas incluyan en sus informes anuales a los accionistas y tenedores de obligaciones no sólo el balance efectuado de acuerdo con las normas reguladoras de las sociedades anónimas, sino también en relación con las normas reguladoras de la industria eléctrica a fin de permitir una mejor evaluación de la situación.

120. En apoyo de esta recomendación algunos participantes señalaron el hecho de que en ciertas empresas estatales industriales o de servicio público se registra una indebida tendencia a publicar sus balances presentados en una forma deliberadamente confusa para ocultar la existencia de déficit o de utilidades excesivas.

121. En lo que respecta a los coeficientes de evaluación, se destacó la necesidad de adoptar valores realistas para tomar decisiones en materia de inversión. Si bien en la mayor parte de las legislaciones eléctricas el órgano regulador tiene, explícita o implícitamente, facultades de revisión de los planes de inversión de la empresa, en la práctica esas facultades no se ejercen pues la mayoría de esos órganos carece del personal técnico necesario para efectuar la revisión correspondiente en la forma debida. De ahí que en general, la responsabilidad de esas decisiones quede exclusivamente en manos de la empresa concesionaria.

122. Se consideró necesario definir algunos coeficientes técnicos y económicos que sirvan para medir la eficiencia de la empresa tanto internamente, a través de su evolución en el tiempo, como externamente, en comparación con otras empresas de América Latina. Se señalaron las dificultades que ofrece esa definición por el hecho de que la mayoría de los coeficientes que se han utilizado en las empresas se ven influidos por variables aleatorias o por completo ajenas a los factores cuyo estudio interesa.

a) Interés y estructura del capital ^{26/}

123. Se examinó la sugerencia hecha en uno de los documentos presentados a la Reunión en el sentido de que el ingreso neto de explotación no fuese

^{26/} Punto 5 c) de la guía de discusión. Los párrafos 119-122 anteriores resumen la discusión sobre los puntos 5 a) y 5 b). Véase de nuevo el anexo II de este informe.

inferior al doble de la carga financiera de la deuda.^{27/} Algunos participantes observaron que esta regla sólo podría aplicarse si el coeficiente de endeudamiento no superará cierto valor, pues de lo contrario llevaría a rentabilidades elevadísimas sobre el capital accionario de la empresa.

124. Al abordarse de nuevo el problema referente a las deudas contratadas por la empresa eléctrica con garantías del Estado, se reiteró el acuerdo en el sentido de que la empresa no debería monopolizar el beneficio que resulta de dichas deudas. Sin embargo, algunos participantes señalaron que no siempre el crédito del Estado resulta en una menor tasa de interés, aunque reconocieron que ésa es la situación más general. Se mencionó un ejemplo en que una empresa eléctrica obtuvo un crédito a una tasa de interés sustancialmente menor a aquella con que el Estado estaba emitiendo deuda en el mismo mercado de capitales.

125. En lo que se refiere al incremento de las utilidades sobre capital propio cuando se emite deuda a una tasa de interés menor que la rentabilidad legal reconocida por el método I de legislación reguladora, se observó que existe un factor de estabilización automática - built-in stabilizer como se dice a la inglesa en la teoría de los ciclos económicos -, pues al aumentar el coeficiente de endeudamiento también aumentará la tasa de interés de nuevos préstamos porque es mayor el riesgo que corre el prestamista que se incorpora a la cartera de obligaciones de la empresa, hasta que se vuelva negativo el beneficio incremental para el capital accionario.

126. Al volver sobre la discusión del problema relacionado con la flexibilidad de la tasa de rentabilidad sobre el capital eléctrico, se recordó que en la Argentina existió una ley que fijaba dicha tasa en un cierto número de puntos por encima del porcentaje de rendimiento efectivo de los títulos de deuda pública.

b) Valuaciones del activo fijo ^{28/}

127. Con respecto a los mecanismos de revaluación de activos establecidos en la legislación eléctrica más moderna, se mencionó la posibilidad de que se establezca - particularmente cuando haya inflaciones intensas - un

^{27/} Véase Eugenio Salazar, Principios de Tarificación Eléctrica (E & WR/WP.2/5).

^{28/} Punto 5 d) de la gufa de discusión.

privilegio en favor de este tipo de empresa que alcance a compensar ampliamente una menor tasa de rentabilidad. El argumento fue rebatido, expresándose que en algunos países que registran elevados ritmos de inflación se había comprobado que la cotización de los papeles industriales en bolsa se ajustaba a una revaluación de los activos de las empresas con independencia del criterio de valuación que tuviesen la legislación tributaria o las otras normas legales a que están sometidas las empresas. Algunos participantes señalaron que este último fenómeno no era general en América Latina, pues en algunos países la cotización de acciones en bolsa ha ido a la zaga de la elevación del valor nominal de los activos de acuerdo con la evolución del nivel general de precios.

128. En lo que se refiere a la eficacia de los mecanismos de revaluación de activos en la legislación eléctrica, se destacó la necesidad de que sean rápidos pues con una inflación del orden del 20 por ciento anual el factor tiempo es esencial para que la empresa pueda usufructuar los beneficios de las disposiciones legales en tal sentido.

129. Hubo acuerdo en que era conveniente efectuar nuevos avalúos en forma discriminada al cabo de intervalos de tiempo razonables - por ejemplo, 5 años - y en que dentro de esos intervalos se usara un sistema de revaluación automática, utilizándose algún índice adecuado. Entre esos índices se mencionaron el índice general de precios (legislación chilena); la cotización del dólar (convenio SEGBA), o un índice especial compuesto de los precios de los bienes que forman parte del activo de la empresa eléctrica. También hubo consenso en que el problema del índice no es fundamental, pues en el mediano y largo plazo se da un paralelismo en la evolución de todos ellos, y en que existe cierta ventaja en utilizar un índice que es requerido también para otros usos en forma tal que no haya dudas ni demoras en su preparación para el solo propósito de la regulación eléctrica.

130. Se planteó el problema referente a la aplicación del criterio de "valor nuevo de reemplazo" por parte del organismo regulador como base para el avalúo periódico de los bienes de la empresa, destacándose el hecho de que en los casos en que se han producido mejoras tecnológicas o de organización en los métodos de construcción, ese criterio puede conducir a una reducción en los valores del activo que integran la base de inversión para determinar la tarifa.

/131. En

131. En este sentido se formuló la pregunta de si no sería más justo y lógico tomar como criterio el "costo de reposición" del bien en las mismas condiciones originales. En general, predominó un criterio contrario a esta sugerencia, señalándose que si el propósito de la legislación regulatoria es sustituir las condiciones de mercado que normalmente crea la libre competencia, el procedimiento de valuación debía ser entonces el de valor de reemplazo, pues en un mercado competitivo el valor de un bien de producción se ve inevitablemente afectado por la mejor capacidad productiva de sus sustitutos.

132. Sin embargo, se reconoció que en ciertos casos el criterio del valor nuevo de reemplazo puede ser excesivamente perjudicial para la empresa eléctrica, que no tiene en general una tasa de rentabilidad tan elevada como otras empresas que corren este riesgo de obsolescencia de sus equipos. Como correctivo para esa situación se sugirió el establecimiento de mecanismos de depreciación acelerada. Se citó como ejemplo el caso del convenio SEGBA en la Argentina, que permite a la empresa un 2 por ciento adicional de depreciación, siempre que la depreciación acumulada no exceda de los 2 quintos del activo acumulado, es decir, se concede una depreciación acelerada durante aquellos periodos en que la empresa está expandiéndose a un ritmo veloz.

133. Se destacó también que el criterio del valor nuevo de reemplazo puede jugar en favor de la empresa cuando aumentan los costos de construcción o producción. Ese sería el caso de una obra civil cuando han aumentado los salarios o las cargas de seguridad social en términos reales o cuando se han establecido nuevos derechos de aduana sobre la importación de los bienes de capital.

134. Se discutió asimismo el problema de la relación entre los mecanismos de revaluación del activo fijo y los métodos I y II para la fijación de tarifas. Por ejemplo, en el caso del reavalúo de un activo fijo, cuando la deuda no tiene cláusula de ajuste por devaluación, se da un beneficio adicional para la empresa. Claro está que ello no sucede generalmente en América Latina, en cuyos países las deudas son en su mayoría en moneda extranjera, con la excepción de los préstamos de bancos locales de inversión y de otras instituciones oficiales. Hubo acuerdo en que el prestamista local debería beneficiarse de esta revaluación, única manera, por otra parte,

/de evitar

de evitar la descapitalización de estas instituciones de fomento. Se destacó que el problema se plantea también en el caso del método II, pues debe especificarse cómo se contabiliza el aumento de valor experimentado por la parte del activo fijo que ha sido financiada con deuda sin cláusula oro.

135. En el documento presentado a esta reunión por el señor Eugenio Salazar^{29/} se hace referencia a la necesidad de revaluar también el fondo de depreciación, tarea que - cuando no es posible llevarla a cabo en forma individual - se sustituiría por la aplicación de una relación similar a la que existía antes de la revaluación entre el activo y el fondo de depreciación acumulada.^{30/}

c) Influencia de la inflación en los costos eléctricos y cómo se compensa^{31/}

136. Hubo acuerdo en destacar que las cláusulas de ajuste por elevación de precios en los insumos de la empresa eléctrica son necesarias en los países que padecen tasas elevadas de inflación, pero se indicó que dichas cláusulas presentan inconvenientes - aparte de los ya discutidos con respecto a la falta de incentivación de la eficiencia^{32/} - que es necesario tener presentes tanto por la empresa como por el órgano regulador.

137. Uno de esos inconvenientes es la falta de estímulo de la empresa en sus negociaciones con el sindicato sobre aumentos de salarios. Si todo aumento es descargado automáticamente sobre el usuario, se corre el peligro de establecer un grupo privilegiado de obreros en perjuicio de la comunidad. Se discutió la sugerencia de limitar la automaticidad en la cláusula de ajuste al incremento en el precio que resultaría de un aumento "normal" de salarios y requerir aprobación expresa del órgano regulador para todo aumento superior.^{33/} Otra sugerencia examinada fue la de hacer intervenir a representantes de los usuarios en los convenios colectivos de estas empresas, tal como se hace en Gran Bretaña.

^{29/} E & WR/WP.2/4, op. cit.

^{30/} Sobre este punto, véase también E & WR/WP.2/2, p. 52.

^{31/} Punto 5 e) de la guía de discusión.

^{32/} Véase supra el punto 1 g), párrafos 76-86.

^{33/} Véase el documento E & WR/WP.2/1, capítulo VII.

6. Las tarifas y el financiamiento del desarrollo eléctrico
en América Latina

138. Hubo consenso general en señalar que, luego de un prolongado período en que unas tarifas excesivamente reducidas iban a estrangular el desarrollo eléctrico, en los últimos años se ha producido una reacción saludable. Al amparo de nueva legislación eléctrica, se ha restablecido en varios países la confianza del inversionista y la estabilidad financiera de las empresas estatales y privadas. Las diversas observaciones que se formularon en el curso de los debates a este nuevo tipo de legislación, no pueden ocultar que ha significado un avance considerable con respecto a la situación anterior cuyos efectos nocivos presionan todavía sobre las actuales necesidades de expansión.

139. Se discutieron extensamente las ventajas e inconvenientes de tarifas que incluyan cargas destinadas específicamente para el financiamiento de la expansión del servicio. Se reconoció que con ese fin existen cuatro diferentes tipos de sobreprecios:

- i) Sobreprecio que se destina a aumentar el patrimonio de la empresa;
- ii) Sobreprecio cuyo producido pasa a un fondo de electrificación que administra el estado;
- iii) Sobreprecio cuyo producido pasa a un fondo especial que administra la empresa concesionaria usufructuando los bienes adquiridos con cargo a ese fondo pero que son propiedad del estado; y
- iv) Sobreprecio a cambio del cual se entregan al usuario bonos o acciones de la empresa.

140. Se destacó que en el tercer caso - y cuando la empresa concesionaria es de capital privado - el crecimiento del fondo de ampliaciones podría conducir a que el estado exigiera una participación activa en la administración de la empresa. El artículo 131 de la ley peruana limita la dotación anual para el fondo.

141. Algunos participantes impugnaron la validez del principio mismo del recargo o sobreprecio en la tarifa y, entre otros argumentos, destacaron el de que la empresa y/o el gobierno asumen de esta manera la facultad de crear impuestos y de variar su tasa y que la aplicación del principio al caso eléctrico conduciría a recargos similares en otros servicios públicos,

/con lo

con lo cual se crearía todo un sistema tributario paralelo al de la administración central y de dudosa justificación teórica. El espíritu de la nueva legislación eléctrica es asegurar la estabilidad financiera de la empresa y otorgarle una rentabilidad adecuada a la inversión, para que pueda acudir con confianza y seguridad al mercado de capitales. Ese propósito se frustraría al pretender que la empresa extraiga todos los recursos necesarios por la vía de la tarifa, al mismo tiempo que se produciría un debilitamiento en la moral y en el dinamismo de esa empresa, además de constituir un cargo excesivo para el consumidor actual que estaría así financiando una proporción exagerada de las ampliaciones futuras.

142. Aparte del efecto de distorsión en el sistema tributario, se da el peligro de que la existencia de impuestos o recargos a las tarifas - sin que la base tarifaria misma sea realista - constituya un subterfugio que conduzca por vía oculta a la expropiación de los bienes de la empresa concesionaria.

7. La tarifa eléctrica y su vinculación con problemas de política fiscal

143. Se destacó la estrecha coincidencia de criterios entre los participantes en esta Reunión y los de la Conferencia sobre Política Fiscal - que se celebraba simultáneamente en Santiago - en lo que respecta a la inconveniencia de que el presupuesto de la administración central contribuya a financiar servicios paraestatales como el eléctrico. La rebaja de tarifas con respecto al nivel de los costos reales por la vía de contribuciones fiscales, aparte contribuir a aumentar la escasez de recursos financieros con que se maneja el estado, introduce toda clase de perniciosas distorsiones en la estructura del consumo energético.

144. También hubo acuerdo en censurar la actitud contraria, o sea la de utilizar la energía eléctrica como instrumento de recaudación tributaria del estado. Para que ello no introduzca efectos antieconómicos, deberían coordinarse los gravámenes respectivos con aquellos que se imponen sobre otras formas de energía, lo que difícilmente sucede en la práctica.

145. En términos generales, los tributos que gravan la industria eléctrica pueden agruparse en dos clases: i) los impuestos sobre el negocio o la empresa misma y ii) los impuestos sobre el suministro de energía. El primer

/grupo comprende

grupo comprende, entre otros, las tasas que la empresa paga por el uso de bienes públicos, como las calles o los recursos hidráulicos. El segundo abarca todos los impuestos indirectos que gravan la venta de energía y que son en general de origen provincial o municipal, llegando en algunos casos, por la acumulación de diversos tributos, a porcentajes elevados del costo total del suministro.

146. Si el impuesto a la venta de energía es porcentual o ad valorem tiene el inconveniente de que es más alto cuanto más cara es la energía, o sea que se grava más intensamente a los consumidores de zonas en que el suministro es caro, y ello no parece justo. El impuesto específico es injusto también particularmente para consumidores fuertes cuyo precio unitario de suministro es reducido. Además, en situaciones de creciente inflación, en muy poco tiempo queda desvirtuada su incidencia absoluta. Una solución intermedia sería fijar un impuesto porcentual, pero con un tope razonable para no gravar al consumidor que está ya castigado por un alto costo de prestación del servicio.

147. Se convino en la necesidad de coordinar las estructuras de las diversas jurisdicciones tributarias a fin de evitar la superposición de impuestos de origen nacional, provincial, municipal y local sobre la energía eléctrica con resultados que pueden estar en contradicción con la política energética del gobierno.

148. Algunos participantes señalaron que la existencia de una carga impositiva que grave la compraventa de energía eléctrica crea un incentivo para la autogeneración, aun cuando el costo real de la energía así producida sea mayor que el correspondiente al suministro de la empresa eléctrica. El impuesto ejerce un efecto contrario al interés general de la comunidad, al fomentar producciones antieconómicas.

149. Se mencionó finalmente el hecho de que la doble imposición sobre dividendos de capital accionario puede afectar en forma negativa el financiamiento externo de la expansión eléctrica cuando la empresa es de capital privado extranjero.

8. Aspectos legales, institucionales y administrativos
en América Latina

150. Las normas legales en general, y aquellas vinculadas a la industria eléctrica en particular, pueden clasificarse según su orden jerárquico en cuatro categorías: i) la Constitución, que es pertinente en muchos de los problemas que se han discutido en la Reunión, como por ejemplo los subsidios o los mecanismos de financiamiento de nuevos servicios, que pueden ser violatorios de los principios constitucionales de igualdad de las personas o limitar las facultades de creación de nuevos tributos; ii) los tratados internacionales, por ejemplo el del Salto Grande o el del Lago Titicaca; iii) las leyes emanadas de los parlamentos, y iv) los reglamentos, que son también normas legales pero dictadas por el Poder Ejecutivo en uso de las facultades que le otorga la ley.

151. Se destacó la necesidad de realizar una tarea previa de recopilación de la legislación eléctrica de América Latina, buena parte de la cual no está en leyes propiamente dichas, sino en contratos que suscriben las municipalidades. En una recopilación de esta naturaleza se requeriría investigar sobre el terreno el grado de cumplimiento de las normas legales.

152. En relación con la industria eléctrica, la actividad del estado puede clasificarse en la forma siguiente: i) normativa o legislativa, ii) policial, iii) empresaria y iv) de asistencia. Los dos primeros tipos de actividad guardan relación con los fines esenciales del estado, es decir, aquellos que se admiten sin discusión; los dos últimos son optativos y dependen de la actitud que adopte el estado en su acción.

153. A su vez, dentro de la actividad normativa, cabe distinguir diversos niveles de decisiones o normas como los de fijación de política, que tienen que ver con la relación entre el administrador y los administrados - empresa concesionaria y usuarios - y con la relación entre los propios administrados.

154. También en materia de policía hay diferentes niveles de control, como por ejemplo la policía de gestión patrimonial, la de control para evitar abusos en los precios y la policía del uso de los recursos energéticos.

/155. Algunos

155. Algunos de los participantes señalaron que, a su juicio, las decisiones fundamentales en materia de política tarifaria eléctrica deben adoptarse a un nivel más alto que el del órgano regulador, pues afectan la unidad de la política energética y económica del gobierno.

156. Hubo acuerdo en considerar que la ley reguladora del servicio eléctrico no debe llegar a detalles excesivos, sino limitarse a asegurar la protección de los derechos constitucionales y establecer un mecanismo que permita cumplir los principios de política del poder administrador.

157. Se destacó la conveniencia de estudiar la creación de nuevos tipos de instituciones y figuras jurídicas que respondan a las necesidades de expansión del servicio eléctrico. Un ejemplo lo constituyen los llamados "consorcios" que han surgido en la Argentina en electrificación rural y en las zonas de riego.

158. Entre los elementos del sistema económico que - además del concesionario, los usuarios y el órgano regulador - tienen un interés en la tarifa se mencionaron aquellas unidades de consumo o de producción que no están conectadas a la red en el momento actual, pero que reciben un beneficio debido a su extensión. Algunos participantes consideraron que en ciertos casos se debería financiar parte del costo de extensión de la red en forma similar a la "contribución de mejora" dentro de una zona de influencia cuyo justificativo es la plusvalía del inmueble debido a la disponibilidad de un determinado servicio público.

159. Otro sector interesado en las tarifas es el de los consumidores futuros; en ciertos casos el procedimiento más justo sería el de la capitalización de los déficit iniciales, pues no es justo que los actuales usuarios paguen el sobredimensionamiento de que van a disfrutar los usuarios futuros.

160. Otro sector también interesado es el gobierno, no sólo por la incidencia directa de la tarifa como precio de un importante recurso energético, sino también por la vía del uso de ciertos recursos naturales. El cargo por dicho uso corresponde a las regalías que deben diferenciarse claramente de los impuestos y las tasas. Un ejemplo de regalía sería el "entero" de 2 por ciento de la legislación mexicana.

161. Algunos participantes expresaron su opinión en favor de la separación del órgano regulador y del órgano que fija las tarifas. En este último debe

/haber un

haber un representante de los usuarios. La legislación chilena podría apoyar ejemplarmente esta tesis. Se expresaron algunas dudas en lo que respecta a la distinción entre actividades normativas y reguladoras en vista de la tendencia moderna a delegar facultades normativas y legislativas en el poder ejecutivo. En general, éste delega facultades normativas en el órgano regulador, al menos en lo que respecta a la facultad de interpretar las normas legales vigentes.

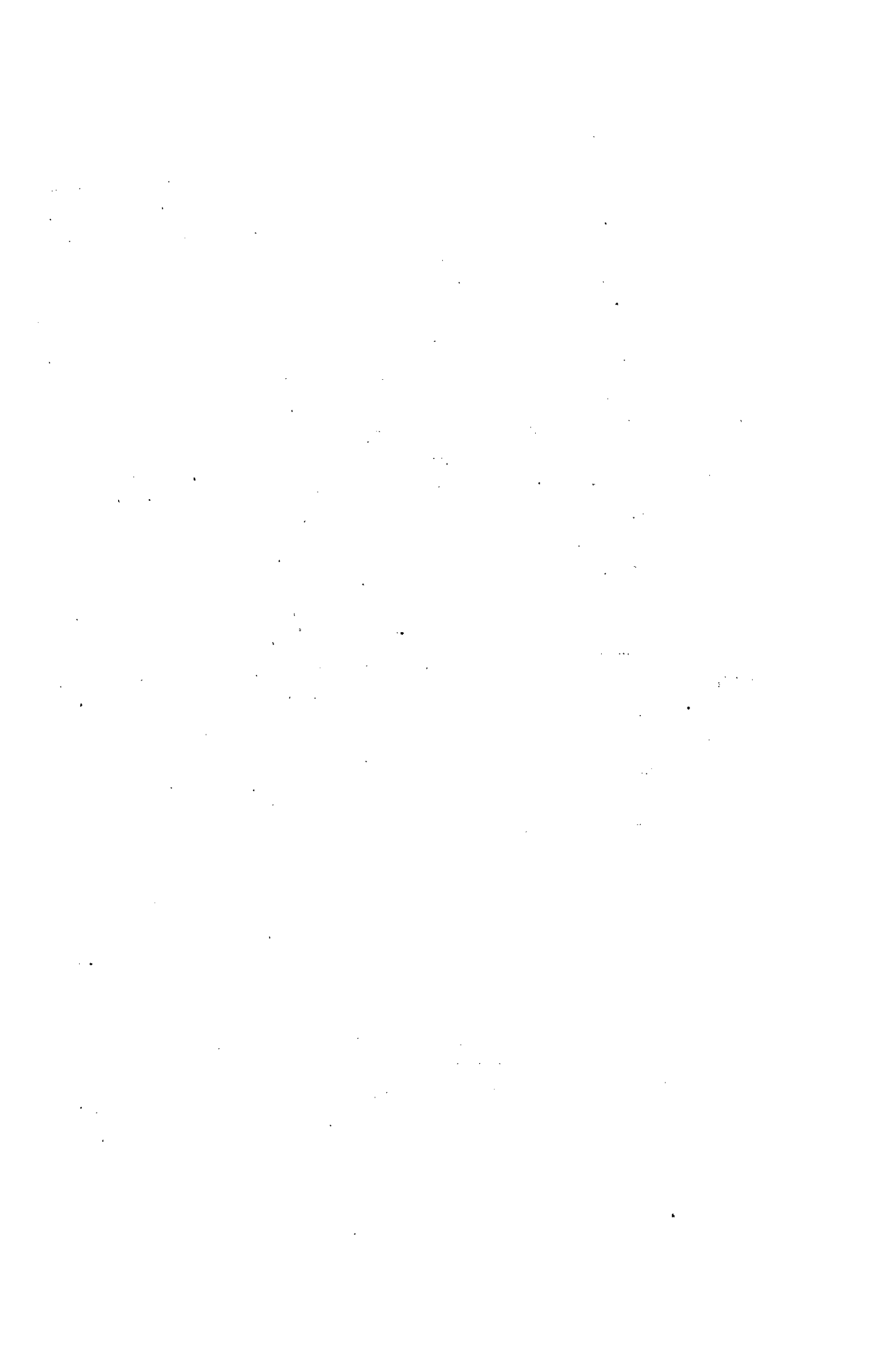
162. En lo que se refiere a los subsidios, se señaló por algunos participantes que, si bien teóricamente parece lógico reservar al poder legislativo la facultad de establecerlos y variar su monto, la tendencia moderna es opuesta, y el poder administrador cuenta cada vez más con fondos que distribuye en forma discrecional dentro de los límites muy amplios que le fija la ley.

163. Se destacó la necesidad de que la legislación eléctrica y su aplicación práctica presten una mayor atención a la protección de los derechos del usuario tanto respecto a la seguridad como a la calidad del servicio.

164. Se convino en la inconveniencia de que las provincias o municipalidades dicten normas independientes con respecto a servicios eléctricos que trascienden sus fronteras jurisdiccionales.

165. Se subrayó la diferencia que existe entre empresas eléctricas estatales que actúan sometidas jerárquicamente al poder ejecutivo y aquellas empresas que, aunque son de capital público, actúan bajo la forma de personas jurídicas de derecho privado, por ejemplo sociedades anónimas como la ENDESA en Chile, SEGBA en la Argentina y FURNAS en el Brasil. En el primer caso las empresas están obligadas a regularse por las normas de gestión del patrimonio público y se corre el peligro de que en esta forma se establezcan rigideces inconvenientes para el desenvolvimiento de su actividad. El hecho de no tener una organización administrativa fijada por ley y una dependencia jerárquica directa del poder ejecutivo permite al segundo tipo de empresa estatal una mayor flexibilidad en su comportamiento.

166. Por lo que toca al primer grupo de empresas corresponde precisar que existe una gran variedad en el grado de autonomía funcional de que puede disfrutar el concesionario de capital público. En todos los casos será necesario que la ley orgánica de la empresa le otorgue la flexibilidad de gestión a que se ha hecho referencia.



A N E X O S

Anexo I

LISTA DE PARTICIPANTES Y OBSERVADORES

1. Participantes

Argentina

Aníbal Blanco
Gerente, Económica y Comercial
Agua y Energía
Corrientes 531
Buenos Aires

Guillermo J. Cano
Uruguay 654, Of. 208
Buenos Aires

Alberto Kurlat
Director Gerente
Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires
Balcarce 184
Buenos Aires

Costa Rica

Rodrigo Orozco
Ingeniero
Instituto Costarricense de Electricidad
C.37, Av. 13 y 15
San José

Chile

Raúl Sáez *
Gerente General
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA)
Ramón Nieto 920
Santiago

Renato Salazar
Gerente
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA)
Ramón Nieto 920
Santiago

Raúl Schkolnik
Ingeniero
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA)
Moneda 812, Of. 308
Santiago

* Invitados especiales.

/Francia

Francia

Charles Barraud *
Ex jefe del Centre d'Electricité
Directeur des Services Economiques
Electricité de France
Paris

Perú

José Ricci
Jefe de Servicio
Asesoría Tarifaria y Grandes
Suministros Industriales
Empresas Eléctricas Asociadas
Veracruz 269
Lima

Uruguay

Alejandro Vegh Villegas
Ingeniero Consultor
Rincón 625
Montevideo

2. Observadores

Edmundo Bordeu
Jefe, Sección Tarifas
Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA)
Moneda 812
Santiago

Ismael Carrasco
Profesor de Tarificación
Facultad de Física y Matemáticas
Universidad de Chile
Santiago

Hugo Concha
Jefe, Organización y Métodos
Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA)
Moneda 812
Santiago

Lautaro Echiburú
Jefe, Departamento Tarifas y Avalúos
Dirección General de Servicios Eléctricos y de Gas
Amunátegui 58
Santiago

Oscar Escudero B.
Gerente, Venta de Energía
Compañía Chilena de Electricidad Ltda.
Santo Domingo 789
Santiago

* Invitados especiales.

Anexo II

GUIA PARA LA DISCUSION

1. Principios para orientar una política de tarifas
Casos en América Latina
 - a) La tarifa como expresión del costo de kWh
 - b) La tarifa como medio para contribuir a las expansiones del servicio eléctrico (autofinanciamiento)
 - c) La tarifa como base para remunerar el capital invertido
 - d) La tarifa como elemento modificador de la curva de demanda
 - e) La tarifa como instrumento para una política en materia de energía
 - f) La tarifa y la importancia social del servicio eléctrico
 - g) La tarifa como medio de fomento de la producción y el desarrollo
 - h) La tarifa como instrumento de incentivación de la eficiencia del servicio
2. Sistemas de tarifas existentes y los usados en América Latina
 - a) Principales sistemas de tarifas que se usan en el mundo actualmente
 - b) Sistemas usados en América Latina y la experiencia al respecto
3. Formación de la tarifa - Aspectos generales
 - a) Aplicación de los principios generales en la elaboración de la estructura del pliego tarifario
 - b) Adaptación de las normas genéricas a situaciones concretas y/o de excepción
4. Formación de la tarifa - Aspectos contables
 - a) Definición de principales términos y conceptos usados en la contabilidad de empresas eléctricas
 - b) Sistemas de contabilidad que se usan en la práctica en América Latina. Conveniencia de uniformar el sistema de cuentas
 - c) Determinación del costo del kWh
5. Formación de la tarifa - Aspectos financieros
 - a) Análisis de balances y de gestión financiera
Coeficientes de evaluación y valores característicos en América Latina
 - b) Items de costo que cubren las recaudaciones por tarifa
 - c) Interés y estructura del capital
 - d) Valuaciones del activo fijo
 - e) Influencia de la inflación en los costos eléctricos y cómo se compensa

6. Las tarifas y el financiamiento del desarrollo eléctrico en América Latina
 - a) ¿Han favorecido el financiamiento del desarrollo eléctrico las tarifas vigentes en América Latina?
 - b) Formas de financiamiento a través de las tarifas.
7. La tarifa eléctrica y su vinculación con problemas de política fiscal
8. Aspectos legales, institucionales y administrativos en América Latina
 - a) El sistema legal que incide sobre las tarifas. Leyes y reglamentos respectivos; concesiones de servicio; tributación; etc.
 - b) Organismos que intervienen en la fijación y control de tarifas
 - c) Mecanismos de administración de la formación, fijación y control de las tarifas

Anexo III

GLOSARIO TERMINOLÓGICO

Aspectos Administrativos, Financieros y Contables
de las Empresas de Electricidad

Empresa eléctrica:

Persona natural o jurídica que se dedica a la producción, transmisión y/o distribución de energía eléctrica.

a) De acuerdo con el destino predominante de la energía, se dividen en empresas de servicio público, autoproductoras y cooperativas.

- De servicio público:

Son aquellas cuyo objetivo principal es una o varias de las siguientes actividades: producción, transmisión y distribución de electricidad a los efectos del abastecimiento regular de energía para uso colectivo.

- Autoproductoras:

Son aquellas que además del objeto principal de la sociedad, producen ellas mismas, individualmente o en conjunto, la energía eléctrica destinada, totalmente o en parte, a satisfacer sus propias necesidades.

- Cooperativas:

Son aquellas entidades, cualquiera que sea su nombre, dedicadas exclusivamente a generar y/o distribuir energía eléctrica entre sus socios.

b) De acuerdo con la procedencia del capital mayoritario se clasifican en: de capital privado y de capital público.

c) Con respecto a la organización, se clasifican en: impersonales; sociedades de personas; sociedades de capital; cooperativas; estatales (autoridad central o local); y otras.

Por empresas estatales se entiende cualquiera de las siguientes formas:

- Agencias bajo dependencia jerárquica de la administración pública (nacional, local o municipal);

- Agencias autárquicas o autónomas de la administración central;

- Agencias organizadas como empresas aunque bajo reglas distintas de las sociedades civiles o comerciales ordinarias;

- Sociedades organizadas bajo las leyes civiles o comerciales ordinarias pero cuyo capital mayoritario es de propiedad estatal.

/Autoridades normativas

Autoridades normativas y de aplicación:

Son los organismos que tienen a su cargo el dictado de las normas, la vigilancia económica y técnica del negocio eléctrico de acuerdo con las legislaciones particulares y que estudian y controlan (policía de servicio) las utilidades de las empresas.

Activo fijo:

Suma de los valores no depreciados de los bienes físicos en servicio necesarios para las actividades específicas de las empresas que incluye ciertos intangibles correspondientes a gastos legítimos y verificables, así como los intereses de las inversiones en el período de construcción de las obras y montaje de las instalaciones, hasta que éstas empiecen a producir (intereses intercalarios). Excluye, en el período anual considerado, las obras en construcción o los estudios de planeamiento e investigación de futuros proyectos.

Activo fijo depreciado:

Valor representativo de las inversiones en bienes, derechos y obras en servicio, en su estado actual. Es la diferencia entre el activo fijo y la depreciación acumulada.

Activo fijo de obras en construcción:

Valor de las inversiones en bienes, derechos y obras que no han entrado en servicio, incluyendo sus intereses intercalarios.

Inversión inmovilizada:

Monto de las inversiones de capital (propio y adeudado) inmovilizado por la empresa en las actividades de abastecimiento de energía eléctrica. Contablemente, es la suma del "activo fijo depreciado" y el "activo de trabajo".

Activo de trabajo o de explotación:

Comprende el valor de los materiales de explotación, de consumo y de repuesto que la empresa debe mantener en stock para asegurar los servicios, y el dinero necesario para la operación de la empresa. Las reglamentaciones correspondientes en algunos países limitan este activo a la cuarta parte de los gastos directos de explotación anual de la empresa.

/Inversiones de

Inversiones de construcción en el ejercicio económico (anual):

Son las inversiones en construcciones, ampliaciones y mejoras, renovaciones y reemplazos de sistemas de servicio público (considerando terrenos y servidumbres) durante el período considerado, incluyendo los intereses intercalarios, pero no el dinero gastado en mantenimiento, ni en adquisición de plantas que estuvieren ya en servicio.

Estructura financiera de la inversión inmovilizada:

Se refiere al origen o procedencia de los recursos correspondientes.

Cabe distinguir entre:

- a) El capital propio, que es el accionario integrado, las reservas de capital y las utilidades no distribuidas;
- b) Las deudas y obligaciones, inclusive los aportes de terceros sujetos a devolución que la empresa ha puesto en juego en las actividades de explotación eléctrica, y
- c) Las contribuciones no reembolsables, que no se incorporan al capital propio.

Gastos de explotación:

Los gastos de explotación representan parte del costo del suministro de energía eléctrica. Comprenden los "gastos directos de explotación", las "provisiones para depreciación" y los "impuestos" (excepte los correspondientes a las utilidades). También los intereses sobre deudas cuando en la "base de tarifas" no se computa el capital tomado en préstamo.

Gastos directos de explotación:

Los gastos directos comprenden:

- a) Los de operación, mantenimiento, supervisión técnica y administración local de las instalaciones para las etapas de generación (y/o compra de la energía), transmisión y distribución;
- b) Los de lectura de medidores, facturación, contabilización, recaudación y todos los que se relacionan directamente con el suministro de energía a los clientes de la empresa;
- c) Los de promoción de ventas, incluyendo la propaganda, la asesoría técnica a los clientes y las demostraciones de artefactos para incrementar el consumo.
- d) Los de administración y generales, que son comunes a todas las actividades antes mencionadas.

/Gastos de

Gastos de mantenimiento:

Comprenden mano de obra, materiales, gastos generales y otros realizados para preservar la eficiencia de operación o las condiciones físicas de las instalaciones.

Depreciación:

Pérdida en el valor de servicio de los bienes del "activo" no restaurada por los trabajos de mantenimiento corriente. Proviene del consumo o presunto retiro de instalaciones en servicio, por causas que deben producirse en la operación normal y contra las cuales la empresa no está protegida por seguros. Entre esas causas se consideran el desgaste, la acción de los agentes naturales, la inadecuación, la obsolescencia, los cambios tecnológicos y las modificaciones en las condiciones requeridas por las autoridades públicas.

Provisiones para depreciación:

Son las destinadas a recuperar el valor de los bienes de que se trata al término de su vida útil, considerando su valor residual estimado. Pueden calcularse, entre otros, por los siguientes métodos:

- Lineal: Consiste en separar cantidades anuales iguales obtenidas por el cociente del valor depreciable por el número de años de la vida útil supuesta.
- Fondo acumulativo de depreciación ("sinking fund"): En este método se supone que al final de cada año se deposita una cuota fija a interés compuesto, de modo que al cabo del período de duración prevista para el bien renovable, se acumula una suma igual a la que se deprecia. La cuota anual indicada se obtiene multiplicando la cuantía a depreciar por $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ donde i es la tasa de interés al tanto por uno, y n es el período de duración en años.
- Del saldo decreciente: En este método, la tasa de depreciación es un porcentaje fijo anual. El cargo anual es decreciente y se obtiene aplicando la tasa al saldo neto del valor que se deprecia. Este se calcula sustrayendo de su costo las sumas acumuladas por depreciaciones en los períodos anteriores. Cuando el bien no tiene un valor residual y se encuentra casi totalmente depreciado, es necesario agregar a la reserva por depreciación, el pequeño saldo requerido para completar el 100 por ciento de su valor. De no procederse así, los cargos continuarían hasta el infinito en valores siempre decrecientes.

La suma de las provisiones anuales constituye la depreciación acumulada.

/Amortización:

Amortización:

Extinción gradual (o provisión acumulada, o reserva para la misma) de una cantidad en una cuenta, a lo largo de un período de años predeterminado.

Fondo acumulado de amortización:

Dinero efectivo (u otros haberes) y sus intereses que se han acumulado en un determinado número de años, por reserva anual, con el objeto de cancelar una obligación.

Fondo de reversión:

Es un fondo que se acumula por la aplicación anual de parte de los ingresos con el objeto de restituir al inversor de capital el valor que éste aportó a la empresa, al término de una concesión que contempla la transferencia sin cargo al Estado, de los bienes afectos a ella.

Impuestos:

Denominación que comprende las sumas cargadas por concepto de impuestos propiamente dichos o gravámenes de diversa naturaleza, que se pagan al Estado, a las municipalidades, o a otras autoridades públicas.

Cargos por intereses:

Grupo de cuentas que representan los gastos por dinero solicitado en préstamo. Incluye intereses por deudas a largo plazo, gastos por descuento de créditos, intereses de deudas a compañías asociadas, intereses cargados a los créditos de construcción y otros gastos por intereses.

Reajuste del valor de las instalaciones:

Representa la diferencia entre el costo contabilizado de las instalaciones o sistemas en operación y el costo valorizado en un momento dado.

Ingresos de explotación:

Sumas facturadas por la empresa correspondientes a los servicios de electricidad efectuados en el año y a otros servicios directamente relacionados con el suministro de energía, deducidos aquellos cargos en que la empresa sólo es agente de retención.

Ingreso neto de explotación:

Representa el rendimiento global de la "inversión inmovilizada". Corresponde a la diferencia entre los "ingresos de explotación" y los "gastos de explotación", disminuidos estos últimos en los intereses sobre las deudas, cuando la "base de tarifas" no incluye al capital tomado en préstamo.

/Ingreso líquido:

Ingreso líquido:

Es la renta del capital propietario de la empresa; corresponde a la diferencia de los "ingresos de explotación" y los "gastos de explotación" adicionados, a estos últimos, los intereses sobre las deudas, cuando la "base de tarifas" incluye el capital tomado en préstamo.

Coefficiente de operación:

Relación generalmente expresada en porcentaje, entre los gastos de explotación (disminuidos en los intereses sobre las deudas en caso de que la "base de tarifas" no incluya el capital tomado en préstamo y los "ingresos de explotación".

Bienes intangibles:

Representan el valor de la organización, franquicias y permisos, derechos de patente, licencias, privilegios y otros valores intangibles necesarios o útiles en el manejo de las operaciones de las empresas de servicio público.

Costo original (o histórico):

Valor de una propiedad de servicio público pagado o invertido en el momento de ponerla en servicio.

Valor de reposición:

Costo estimado de un bien, a los precios actuales.^{1/}

Costo incremental de la energía eléctrica:

Costo de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica sobre una cantidad básica prefijada.

Retiros:

Valor de las instalaciones de servicio público retiradas del servicio, hayan sido o no removidas físicamente o reemplazadas.

Deudas:

A corto plazo: las que deben satisfacerse dentro del año.

A mediano plazo: las que deben satisfacerse entre 1 y 5 años.

A largo plazo: las que deben satisfacerse a más de 5 años.

Factura media anual por consumidor:

Ingreso anual (excluyendo las multas y los impuestos que afectan a la venta de la energía para los que la empresa es sólo agente de retención), de

^{1/} Véase infra, "Base de tarifas".

/una categoría

una categoría de consumidores, dividido por el número promedio de consumidores en 12 meses dentro de esa categoría (se refiere comúnmente a consumidores domiciliarios).

Pliego de tarifas de servicio público (o sistema tarifario):

Lista aprobada a una empresa de servicio público que fija las condiciones y precios por los suministros y servicios prestados a sus diferentes categorías de clientes.

Cargo o cobro por demanda:

Cargo específico por la demanda de facturación (o facturable o convenida) a base de cierto contrato o pliego de tarifas.

Cargo o cobro por energía:

Cargo basado en la energía suministrada.

Suministro de energía eléctrica sin cobro:

Es la energía eléctrica en kWh entregada sin cargo por empresas de servicio público.

Base de tarifas:

Valor especificado por una autoridad reguladora a una empresa de servicio público, sobre el cual le es permitido a ésta obtener un interés o retorno.

Tarifa por demanda:

El término "tarifa por demanda" se aplica a cualquier método de cobro de servicio eléctrico que esté basado en la modalidad de uso de la demanda, en la potencia instalada del cliente o en la demanda máxima medida, expresadas en kW o en kVA.

Uniforme: Consiste en facturar un precio fijo, mensual o anual, basado en la potencia conectada. Es posible aplicar esta tarifa cuando el uso del equipo es conocido y por lo tanto se puede estimar su consumo. La tarifa uniforme puede considerar escalones o bloques.

Tarifa por consumo:

El término "tarifa por consumo" se aplica a cualquier método de cobro del servicio eléctrico basado únicamente en la energía consumida. Una tarifa de este tipo puede considerar escalones o bloques.

/Línea recta

Línea recta (o plana): El término "línea recta" indica que el precio unitario cobrado es constante, es decir, que no varía debido al aumento o disminución del número de unidades de energía consumida (kWh).

Escalón: El término "escalón" indica que cierto precio unitario se cobra por el total del consumo, dependiendo dicho precio unitario (o tarifa) del escalón dentro del cual caiga ese total.

En bloques: El término "bloque" indica que se cobra un cierto precio unitario por el total o fracción de la energía que queda comprendida entre dos límites de consumo, y precios unitarios diferentes por el total o fracción de la energía comprendida en cada uno de los bloques establecidos.

Tarifas compuestas (por demanda y consumo):

Hopkinson: Se aplica al método de cobro basado en un cargo por demanda, más otro por energía.

Hopkinson en bloque: Se aplica cuando se establecen bloques en uno o en ambos cargos.

Trinomia (o de tres partes): Cualquiera de los tipos anteriores de tarifa puede modificarse agregando un cargo por cliente o medidor.

Wright: Se aplica a las tarifas compuestas que consideran distintos precios unitarios por el consumo de cierta cantidad de energía por unidad de demanda (tiempo de utilización) en los diferentes bloques o escalones.

Cláusula de ajuste:

Es una cláusula de las tarifas que autoriza a ajustar el monto (o cantidad) de la factura, si varía el costo de la mano de obra o del combustible o cualquiera de los ítems que integran el costo, a partir de cierto valor unitario básico especificado previamente.

Cláusula por factor de potencia:

Cargo o premio basado en el factor de potencia del consumo. Se aplica cuando se pasan ciertos márgenes establecidos.