

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO

E & WR/WP.2/1

7 de diciembre de 1962

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

Reunión de expertos sobre bases para
la estructura tarifaria en el sector
eléctrico en América Latina auspiciada
conjuntamente por la Comisión Económica
para América Latina y la Dirección de
Operaciones de Asistencia Técnica de
las Naciones Unidas

Santiago de Chile, 10 al 22 de diciembre de 1962

POLITICA Y ESTRUCTURA TARIFARIA

EN EL SECTOR ELECTRICO

por

Alejandro Vegh Villegas

Nota: Este texto está pendiente de revisión editorial.



INDICE

	<u>Páginas</u>
Capítulo I. Definiciones y problemas metodológicos	1
Capítulo II. Sistemas tarifarios. Análisis y clasificación	11
Capítulo III. Mecanismo de regulación de las tarifas en América Latina	31
Capítulo IV. La tarifa y la demanda de energía eléctrica	65
Capítulo V. Función de costo de la empresa eléctrica y el problema de asignación de gastos por consumidor	73
Capítulo VI. La tarifa eléctrica y la programación energética. El problema del financiamiento de la expansión sectorial ..	87
Capítulo VII. La inflación y la tarifa	95



Capítulo I

DEFINICIONES Y PROBLEMAS METODOLOGICOS

1. La tarifa como precio del servicio eléctrico

En lo que sigue entenderemos por "tarifa" el sistema de precios de venta de la energía eléctrica por parte de una empresa productora. La tarifa es pues la expresión numérica del precio de la prestación del servicio, sea por una empresa estatal o privada, sin que la aceptación tenga nada que ver con una presunta similitud con tasas, impuestos, contribuciones u otras categorías de recursos ordinarios del Estado. Como este error es frecuente en la literatura legal y técnica, conviene formular algunas consideraciones al respecto.

En la teoría de los recursos ordinarios del Estado puede hacerse una división fundamental entre recursos voluntarios y colectivos; los primeros, provenientes del dominio fiscal y que genéricamente denominaremos precios; los segundos, provenientes del ejercicio de la soberanía financiera del Estado, constituidos fundamentalmente por los tributos, estos a su vez divididos en tasas, contribuciones e impuestos.

Es evidente que esta división está estrechamente vinculada a la clasificación de los servicios que puede prestar el Estado, en dos categorías; aquellos que corresponden a su calidad de ente soberano de Derecho Público y que sólo él puede prestar y aquellos otros que presta sustituyendo al productor privado por razones de oportunidad, o política económica. A la primera categoría corresponden los tributos y a la segunda los precios.

Debe tenerse cuidado con la distinción entre voluntariedad y coacción que sirve de base a la división mencionada más arriba. Cuando el Estado monopoliza alguna actividad económica, como es el caso del servicio eléctrico en algunos países, el particular está obligado a requerir esos servicios del Estado y por lo tanto parecería que el precio tendría cierto carácter coactivo. Pero esto es sólo consecuencia de una necesidad económica, igual a la que existe en caso de un monopolio

/privado y

privado y el particular tiene la posibilidad de abstenerse de consumir o de utilizar servicios sustitutivos (por ejemplo, la autogeneración en el caso eléctrico). En los tributos ese sustitutivo no aparece; el contribuyente, quiéralo o no, está obligado a pagar.

Aparte del grado de coerción del pago del beneficiario o usuario del servicio, otro aspecto que ha favorecido la inclusión ocasional de la tarifa eléctrica u otros precios de servicios públicos estatales en la categoría de tributo, sea como tasa o impuesto, es el análisis de la relación entre costo de producción y precio de venta. Ello ha agregado una confusión innecesaria.

Así, entre otros, Jeze y Flora han sostenido que si el precio del servicio prestado por el Estado es inferior al costo se trata de una tasa y si es superior de un impuesto.

Aparte de que resulta poco razonable que una mera variación cuantitativa cambie la naturaleza jurídica del pago, debe anotarse que esta distinción es imposible de aplicar desde el punto de vista económico pues no puede hablarse de un "costo de producción" único y constante, ni en el caso de la energía eléctrica ni de ningún otro bien o servicio.

En conclusión, la diferencia de los caracteres jurídicos de la tasa y del precio tiene que reposar sobre una diferencia de naturaleza de los hechos que le sirven de base. Si esos hechos constituyen una relación de cambio de bienes económicos que reporta utilidad a ambas partes la prestación que paga una de ellas no podrá ser nunca una obligación ex-lege sino un precio contractual con la característica jurídica esencial de que su fuente está en un acuerdo de voluntades. En consecuencia deben eliminarse del campo de la tasa todas aquellas prestaciones de bienes o servicios organizados por el Estado sólo por razones de oportunidad política o conveniencia económica. La desaparición del lucro o de otras características de este tipo no pueden modificar la naturaleza de la prestación que paga el particular.

/Esta conclusión

Esta conclusión es tanto más justificable en el caso de nuestro análisis cuanto que no existe uniformidad en cuanto a la estructura institucional de la prestación del servicio eléctrico en América Latina. Hay países con monopolio estatal total de producción, transmisión y distribución de energía; otros en que coexisten empresas privadas y estatales o para-estatales tendiendo a primar las primeras en la distribución y las segundas en la producción del bien y finalmente otros en que el servicio está exclusivamente a cargo del sector privado.

El servicio eléctrico se presta en condiciones de monopolio y, por consiguiente, la tarifa es un sistema de precios monopolista, sea éste monopolio estatal o monopolio privado.

Como todo monopolio habrá pues elementos de discriminación en la política de precios con un mismo precio para prestaciones de costos diferentes o un precio múltiple para servicios del mismo costo.

Claro está que la complejidad de una cartilla de tarifas correspondientes a un sistema eléctrico determinado no se debe solamente a esta discriminación para con el usuario sino también a las variaciones en el costo marginal debidas a la naturaleza particular del proceso productivo, aspecto éste que se analizará más adelante.

Dentro de los precios de los servicios que presta al Estado pero que no son inherentes a su naturaleza - como es el caso del sector eléctrico nacionalizado - algunos autores, como Einaudi, por ejemplo, distinguen entre precios privados, cuasi-privados, públicos y políticos. Por precio privado se entiende el que percibe el Estado en las mismas condiciones y con las mismas características que el que obtiene el particular en actividades similares, es decir, es un precio formado en el mercado, ya sea en libre concurrencia o en monopolio.

Precio público es aquél que percibe el Estado cuando satisface necesidades individuales - en régimen de monopolio - pero de distinta manera a como lo haría el productor particular o cuando simultáneamente satisface necesidades colectivas. Para algunos autores parecería que precio político fuera sinónimo de precio público que se diferenciaría del precio típicamente público en que su monto es inferior al costo del servicio en virtud de que éste satisface necesidades colectivas.

En esta acepción - y admitiendo que existe una definición clara de lo que se entiende por "Costo del servicio" - precio político sería sinónimo de lo que se llama generalmente tarifa o precio deficitario en un servicio público. Volveremos sobre este punto al referirnos al nivel y estructura de la tarifa eléctrica.

Nótese que el hecho de que hayamos clasificado a la tarifa eléctrica como un precio - cualquiera sea su nivel y estructura - y en ningún caso como tasa o impuesto aún cuando el servicio es prestado por el Estado, no significa dejar de reconocer que a menudo dicha tarifa tiene elementos de discriminación que no se basan en el clásico comportamiento monopolista de la firma sino en consideraciones de interés general o de política económica que se asemejan a las características de los tributos. Es frecuente encontrar en las tarifas diferencias basadas en el beneficio recibido o en la capacidad contributiva del usuario, y es importante reconocer la distinción entre estas diferencias y aquellas que resultan de precios discriminatorios basados en el análisis monopolista de la teoría económica y al que nos referiremos más adelante. Al criterio de máxima rentabilidad en cada mercado de acuerdo a la elasticidad de la demanda se superponen - o se oponen, en ciertos casos - criterios no económicos de distribución del costo del servicio entre los contribuyentes en general y los usuarios en particular.

2. Nivel y estructura de la tarifa

Ya hemos definido la tarifa como el sistema de precios de venta de la energía eléctrica. Quizás fuese más acertado referirse a las "condiciones de venta" y no a los precios pues en general resulta que existen tantos precios como consumidores, ya que el precio unitario promedio del kWh difiere según sea el tipo de consumidor, su consumo total mensual, la relación entre dicho consumo y la demanda máxima de potencia en el mismo período, su factor de potencia, etc.

/Esta heterogeneidad

Esta heterogeneidad y complejidad de la tarifa eléctrica plantea obviamente ciertos problemas tanto para el diseño como para la comparabilidad de las mismas.

De la conjunción de la tarifa establecida y de la demanda del mercado - demanda que, a su vez, se distinguirá también por su nivel absoluto y su composición o estructura - resulta para la empresa, eléctrica un ingreso total por concepto de ventas de energía que, dividido por el total de kWh vendido, dará un cociente que llamaremos precio promedial de venta y que expresaremos generalmente en unidades monetarias por kWh.

Obsérvese la diferencia fundamental entre la tarifa y el precio promedial de venta. La primera es un conjunto de normas a partir de las cuales cada consumidor puede calcular cuál será el costo de su consumo bajo diferentes condiciones y niveles. Del mero conocimiento de la tarifa no puede deducirse en forma alguna el precio promedio y reciprocamente. Para una misma tarifa, el precio promedial variará según el nivel y la composición de la demanda del mercado y, para una misma demanda, diversas tarifas pueden producir el mismo ingreso total y por consiguiente el mismo precio promedial.

Se plantea pues el problema de comparar dos tarifas diferentes haciendo abstracción de las condiciones particulares del mercado consumidor.^{1/}

Una posibilidad de llevar a cabo tal comparación para poder así afirmar que una de ellas es más "elevada" que la otra es suponer un mercado consumidor standard o típico, o sea con una determinada composición y niveles de consumo, y aplicar a dicha demanda las tarifas que se desean comparar.

La objeción que puede hacerse a este método es que, aparte de su complejidad, las conclusiones sobre el ordenamiento de las tarifas comparadas depende del mercado consumidor que se ha tomado como referencia. Así, por ejemplo, bien puede suceder que la tarifa A resulte más elevada que la B con respecto a una demanda D pero que B sea más elevada que A si actúa una demanda D.

1/ En términos matemáticos diríamos que el problema es de establecer una relación de ordenación en el conjunto de tarifas posible.

Otra posibilidad -- la más usada en la práctica -- es tomar como elemento representativo de las tarifas, los costos que resultan de las mismas para ciertos consumidores individuales "típicos". Para estos consumidores se especifican determinados niveles de energía y de potencia.

Se notará que desde el punto de vista formal se plantea la misma objeción que en el caso anterior; o sea que el ordenamiento de las tarifas que se comparan dependerá del tipo de consumidor elegido.

Si estamos comparando dos tarifas una de las cuales tiene un escalón inicial muy reducido por razones sociales y otra que no lo tiene, bien puede suceder que la primera sea menos elevada para consumos reducidos y más elevada que la segunda para consumos más grandes.

Aparte de su simplicidad, la utilización de consumidores típicos residenciales e industriales para la comparación de tarifas tiene la ventaja adicional de que proporciona también una idea de la estructura de las mismas y no solamente de su nivel.

Una medida cuantitativa de la estructura de una tarifa debe referirse a cómo se distribuye entre los usuarios la carga representada por el costo del servicio. Aún partiendo de un principio de neutralidad en esta distribución en cuyo caso la empresa tratará de que cada consumidor pague su parte alícuota del costo total, ello será muy difícil de realizar por diversos motivos, entre los cuales podemos citar la indivisibilidad de ciertos costos, la extrema dificultad en su asignación por usuarios y la complejidad de una tarifa que siguiera estas normas equitativas al pie de la letra. Pero además pueden existir razones para que el Estado, directamente como prestatario del servicio o indirectamente como regulador de sus tarifas, distribuya ese costo con base en otros principios que el de la repartición equitativa apartándose así de la neutralidad en la materia. Tal es el caso que ya señaláramos de los escalones bajos para favorecer a pequeños consumidores residenciales o de determinadas condiciones destinadas a favorecer el desarrollo industrial en general o en determinados sectores o regiones.

El grado en que la tarifa beneficia o subsidia al modesto consumidor residencial puede medirse comparando el costo unitario que resulta de la tarifa respectiva para diversos niveles de consumo. El grado en que beneficia o perjudica al sector industrial puede medirse comparando los costos unitarios para consumidores típicos de dicho sector y del residencial.

Cuando se analiza la historia de un sistema eléctrico que abastece un determinado mercado consumidor se dispondrá en general de datos sobre tarifas, ingresos totales o recaudación de ventas y volumen de venta expresado en kWh. Es posible pues para diferentes sistemas y diferentes países comparar tarifas y precios de venta. En general resultará que a tarifa más elevada corresponderá un precio promedial mayor pero no siempre sucederá así.

En el cuadro I, extractado de un documento presentado al Seminario de Energía Eléctrica de México en 1961 ^{2/} se observa que la ordenación de los países latinoamericanos en sentido creciente de sus cuentas típicas coincide casi exactamente con la de los respectivos precios medios.

En el mismo documento se observaba que en algunos países latinoamericanos, por ejemplo Chile, las cuentas típicas habían descendido en términos de valor real menos que el precio medio por kWh al contrario de lo que ha sucedido en Estados Unidos y en los países europeos. O sea que, frente a las dificultades financieras de algunas empresas abastecedoras de la región en los últimos quince años, las tarifas fueron evolucionando en el sentido de disminuir el incentivo para el consumo que tenían en años anteriores. En esa forma, al aumentar el consumo por usuario, se desplazaron las cuentas hacia niveles de precio unitario más caros, de modo de elevar los precios medios en mayor proporción que las "cuentas típicas".

La metodología de las "cuentas típicas" para la comparabilidad de tarifas a través del espacio y del tiempo plantea una serie de problemas. Es evidente, por ejemplo, que lo que constituye una cuenta "típica" para un país en un momento dado no lo es para ese país en otro momento o para otros países en el mismo momento. Al evolucionar un sistema eléctrico, aumenta el consumo por usuario y, por consiguiente, la cuenta que podría

2/ SR/ECLA/CONF.7/L.1.51: "precios y costos en la industria de la energía eléctrica en América Latina", documento de CEPAL.

llamarse "típica" se desplaza hacia niveles de consumo más elevados. En este sentido, quizás sería de interés utilizar lo que podríamos llamar "cuenta promedio" cuya definición - para el caso del consumidor residencial - sería la siguiente: es la cuenta mensual correspondiente a un consumo de energía igual al promedio o sea igual al cociente entre el total de energía vendida dentro del grupo tarifario correspondiente y el número de servicios conectados de ese grupo.

Debe observarse que esta definición sólo sirve para aquellos grupos o clases dentro de la clasificación tarifaria cuyas tarifas son función exclusiva de la energía consumida.

Cuadro I

País	Precio medio total del kWh (milésimos de dólar)	Cuenta mensual para consumidor residencial de 100 kWh (dólares)
Costa Rica	13	
Bolivia	16	0.65
Brasil	16	
Colombia	17	1.76
Chile	18	2.40
México	20	
Perú	20	2.26
El Salvador	26	
Ecuador	32	2.97
Venezuela	37	8.15
Argentina	40	
Nicaragua	43	
Guatemala	45	
Panamá	61	
Honduras	81	
Estados Unidos	16.9	3.98

Fuente: Ver llamada pág. 7.

/Tratándose de

Tratándose de tarifas escalonadas, la diferencia entre "cuentas promedio" será mayor que entre "cuentas típicas", entendiéndose por estas últimas lo que en realidad debería llamarse "cuentas uniformes" pues toman la misma base de consumo para países de diferentes niveles de ingreso y estructura eléctrica, ya que a la diferencia entre los niveles absoluto de precios de la energía se suma el efecto favorable que para el sistema eléctrico más desarrollado tiene la elevada intensidad del consumo por usuario.

La progresividad de la tarifa constituye uno de los parámetros principales en la descripción de los sistemas tarifarios, especialmente en cuanto tiene que ver con los efectos económicos y sociales de los mismos. También aquí es necesario uniformizar la terminología para permitir un cierto grado de comparabilidad internacional. Quizás lo más conveniente sería tomar algunos niveles de consumo anual de energía (por ejemplo: 120, 300, 600, 1 200, 3 000 y 6 000 kWh) y tomar como medida del grado de progresividad la relación entre los precios promediales de los diferentes niveles de consumo.

Véase por ejemplo en el Cuadro II el valor de esa relación de progresividad que mide, en cierta forma, el grado de incentivo del consumo por usuario, para algunos países latinoamericanos en 1959.

Obsérvese que la relación es inferior a uno excepto en dos casos y solamente en Chile es superior a uno. Ello se debe a la influencia de un precio muy bajo para el primer escalón tarifario por razones sociales, lo que también aparece en otras tarifas pero no en forma tan acentuada como para hacer que el precio medio del kWh sea inferior para un consumidor de 25 kWh que para un consumidor de 100.

Cuadro II

(Valores en dólares equivalentes en 1959)

Pais	Consumo de 25 kWh mensuales (a)	Consumo de 100 kWh mensuales (b)	Relación de progresividad b/4a
Bolivia	0.20	0.65	0.81
Colombia	0.63	1.76	0.70
Chile	0.40	2.40	1.50
Ecuador	1.24	2.97	0.59
Paraguay	1.69	6.77	1.0
Perú	0.76	2.26	0.74
Uruguay	1.23	4.54	0.92
Venezuela	2.33	8.15	0.88

Fuente: Ver llamada en pág. 7.

Capítulo II

SISTEMAS TARIFARIOS. ANALISIS Y CLASIFICACION

Antes de estudiar los distintos sistemas y criterios utilizables para la tarifación de la energía eléctrica, recordemos que se había definido como "tarifa" al "sistema de precios de venta de la energía eléctrica por parte de una empresa productora". Dentro de esa acepción, vemos que debe darse a "tarifa" un significado muy general y debe incluirse entonces en ella tres rubros fundamentales que responden a los servicios prestados al usuario:

1. Instalaciones exteriores que debe realizar la empresa para poner una determinada potencia a disposición del usuario (incidencia en la generación, la transmisión y la distribución, así como la incidencia del nuevo usuario en los gastos generales);
2. Energía (kWh) que se le suministra al usuario cuando éste la solicita;
3. Mantenimiento del servicio.

Debido a esos tres servicios fundamentales prestados al usuario, la empresa recaudará una determinada suma y la forma de hacerlo dependerá del tipo de tarifa adoptado. Este aspecto será tratado al estudiar los distintos sistemas de tarifas; por ahora sólo nos interesa la "tarifa" del punto de vista del total de las recaudaciones efectuadas por la empresa.

Aclarado este punto, los principios que deben regir la tarificación pueden resumirse de acuerdo a los enfoques siguientes:

1. Es fundamental que la tarifa sea tal que responda a una recaudación prefijada, deseada por la empresa, de acuerdo a sus planes financieros. Es evidente que, fijada la tarifa, la previsión de la venta permite calcular la recaudación resultante con el error proveniente únicamente del error cometido en la previsión. Llamando T al sistema de tarificación buscada, V a la venta prevista para los servicios y R a la recaudación deseada, se tendrá:

$$R = f(T, V)$$

/Conocidos R

Conocidos R y V (este último con la aproximación dependiente de la calidad de los servicios estadísticos de la empresa), esta relación nos permite averiguar cuál es el sistema T que debe establecerse. Pero debemos observar que V depende no sólo de la proyección futura de la demanda sino que depende de la propia tarifa T (por ejemplo, es razonable suponer que la venta de energía eléctrica aumenta cuando el precio de venta disminuye, suponiendo invariables otras condiciones); se debe entonces encarar la relación anterior teniendo en cuenta el carácter iterativo en la fijación definitiva de la tarifa.

2. Dada la posibilidad de controlar el destino que le da el usuario a la energía eléctrica comprada, resulta realizable la aplicación de precios diferentes para los distintos usos de la energía eléctrica. Esta diferenciación es muy conveniente, sobre todo cuando la empresa productora es estatal ya que puede responder entonces a criterios seguidos en el plano nacional.

3. Es evidente que todo precio de venta de energía eléctrica está acotado inferiormente y superiormente, sea la empresa estatal o privada: el límite inferior está dado por las recaudaciones mínimas deseadas para cubrir los gastos mínimos, como se explicó en el punto (1); el extremo superior puede ser distinto en las situaciones siguientes:

- a) no hay monopolio: el máximo puede estar entonces regulado por la ley de la oferta y la demanda y la libre competencia;
- b) hay monopolio:
 - empresa estatal: es evidente que el máximo queda entonces fijado por un principio de equidad social;
 - empresa privada: aun si el máximo no estuviera controlado por el Estado, es evidente que, como se hizo notar en el capítulo de "definiciones y problemas metodológicos", aunque la energía eléctrica puede considerarse como indispensable, no entra dentro de los rubros coactivos y en la última instancia, su utilización es renunciabile (o sustituible por el uso de otras fuentes de energía); de modo que el precio de venta tendrá naturalmente un máximo compatible con una venta razonable.

/4. La

4. La tarificación deberá tender a lograr una curva de consumo lo más constante posible, para obtener el aprovechamiento máximo de todas las instalaciones.

Veremos al estudiar los sistemas de tarifas cómo se logra esa tendencia.

5. Es deseable y conveniente que los sistemas de tarificación empleados resulten de fácil aplicación y de fácil comprensión para el usuario. Es evidente que no puede evitarse totalmente la complejidad de la tarifa, pero resulta conveniente del punto de vista psicológico y social que los sistemas aplicados, aún conduciendo a recaudaciones equivalentes, respondan en general a fórmulas sencillas. Veremos que esto no es siempre posible, pero creemos que ésta debe ser una recomendación importante a las personas que van a proceder al establecimiento de un sistema tarifario.

1. Sistemas de tarifas

Independientemente del tipo de consumidor, la tarifa considerada estrictamente del punto de vista aritmético puede clasificarse en distintas categorías, fijadas por la fórmula a aplicar. Llamando P a la potencia instalada, E a la energía consumida por el consumidor durante un lapso determinado de tiempo y R a lo recaudado por la empresa para ese tiempo, es evidente que la función:

$$R = f(P, E)$$

representa a la tarifa adoptada. La forma o el tipo de la función f forma parte del estudio de los sistemas tarifarios en general, donde no interesa precisar el destino que el usuario dará a la energía eléctrica adquirida. Una vez fijadas las categorías o tipos de funciones tarifarias, un estudio posterior debe suministrar criterios que permitan, dado un tipo de consumidor, elegir cuál es el tipo de función que mejor se le adapta, y, dentro de ese tipo de función, fijar los parámetros que mejor convengan al consumidor considerado.

Vamos a iniciar, pues, nuestro análisis general intentando una clasificación de las funciones tarifarias independientemente del tipo de consumidor al que esas funciones puedan ser destinadas. Podemos establecer las siguientes categorías de tarifas:

/a) Tarifas

- a) Tarifas monómicas de energía;
- b) Tarifas monómicas de potencia;
- c) Tarifas binómicas;
- d) Tarifas con escalones; y
- e) Tarifas dependientes del instante del consumo.

a) Tarifas monómicas de energía

Estas responden a la fórmula:

$$R = KE,$$

siendo K el precio del kWh.

Esta tarifa es obviamente la más sencilla ya que responde a una idea que el sentido común del público acepta como evidente; la suma debida por concepto de compra debe ser directamente proporcional a la cantidad comprada.

Pero esta tarifa no es racional ni para el consumidor, ni para el productor. En efecto, el coeficiente K debe ser alto para un consumidor con bajo coeficiente de utilización de la energía y bajo para un consumidor con alto coeficiente. Aun para un consumidor único que tenga distintos tipos de utilización, la tarifa monómica necesitará una división de instalaciones con un contador para cada tipo de uso de la energía; de ello resulta una multiplicidad de circuitos independientes en los locales del abonado con el consecuente aumento de los gastos de instalación.

Observemos además que la multiplicidad de contadores puede iniciar al fraude y los gastos de inspección y control de la empresa se verán muy aumentados.

Es de hacer notar que, en este tipo de tarifa, una determinada variación de a por ciento en el consumo produce la misma variación A por ciento en las recaudaciones de la empresa; dado que la venta de energía es de difícil previsión y puede tener variaciones importantes con respecto a las extrapolaciones en las curvas de venta, resulta que con este sistema, la incertidumbre en la venta produce exactamente la

/misma incertidumbre

misma incertidumbre en las recaudaciones, lo cual dificulta enormemente la confección de programas financieros para la empresa; lo ideal es que la variación en la venta repercuta más debilmente en la recaudación, o sea que:

$$\frac{\Delta R}{R} < \frac{\Delta E}{E}$$

siendo R la variación de la recaudación por una variación E de la venta, en vez de $\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta E}{E}$ como ocurre con la tarifa monómica.

Por estos motivos, la tarifa monómica pura ha sido prácticamente abandonada en todos los países donde se ha hecho un estudio racional sobre las ventas de energía eléctrica.

b) Tarifas monómicas de potencia

En este sistema:

$$R = KP,$$

donde P es la potencia puesta a disposición del usuario y K un importe fijo por Kw para el periodo abarcado por R.

Esta tarifa tiene las ventajas siguientes:

- a) elimina la necesidad de contadores;
- b) elimina la incertidumbre en la previsión de las recaudaciones, ya que los kw instalados o a instalar son valores mucho más tangibles que los kWh que serán probablemente consumidos;
- c) para el suscriptor, el rubro electricidad puede estar perfectamente predeterminado en su presupuesto.

Sin embargo, esta tarifa fue prácticamente eliminada de los sistemas modernos ya que, para una misma potencia instalada, los suscriptores tienen en general coeficientes de utilización muy diferentes, lo cual produce grandes apartamientos entre los servicios que la empresa suministra para los distintos suscriptores. La tendencia moderna es lograr que R sea función de P, pero no en forma exclusiva y tampoco en una forma tan directa.

/c) Tarifa

c) Tarifa binómica

$$R = A + bE$$

En este sistema, el suscriptor paga una cantidad fija A y una cantidad bE proporcional al consumo.

Esta tarifa tiene, como la anterior, la ventaja de garantizar mejor que la tarifa (1) la estabilidad de las recaudaciones.

$$\frac{\Delta R}{R} = \frac{\Delta E}{E} \quad \text{ya que} \quad \frac{\Delta R}{R} = \frac{b \frac{\Delta E}{E}}{\frac{A}{E} + b} < \frac{b \frac{\Delta E}{E}}{b} = \frac{\Delta E}{E}$$

En este sistema se evitan los desperdicios inútiles de energía que provocaba el sistema (2).

La parte fija A de la suma pagada por el suscriptor depende de la importancia del mismo. El problema que se presenta es el de hacerla depender de un parámetro que sea fácilmente medible y que al mismo tiempo sea proporcional a los gastos fijos que son ocasionados por el suministro al suscriptor. Una solución es hacer $A = KM$, siendo M la punta de potencia solicitada durante el período considerado; pero como los instrumentos de medida a instalarse (indicadores de máxima) serían costosos y complicados (instalados en gran escala), se prefiere clasificar a los suscriptores en grupos de acuerdo a factores de demanda similares y tomar entonces $A = aP$, siendo P la potencia solicitada o autorizada y a un factor constante para un mismo grupo de consumidores de factor de demanda similar; las variaciones de factor de demanda al pasar de un grupo a otro influirán en el coeficiente a , de modo que se logrará así, en términos de aproximación aceptable, que A sea prácticamente proporcional a la punta de carga.

Esta tarifa es conveniente para los suscriptores que tienen un consumo uniforme, es decir, en el que el factor de carga es elevado; en cambio los suscriptores con bajo factor de carga, o sea, los que tienen puntas de carga ocasionales y de corta duración, son castigados por esta tarifa.

/Existen otras

Existen otras tarifas cuyas consecuencias para la empresa son similares a las de la tarifa binómica, por lo cual las mencionaremos dentro de este capítulo.

- a) La empresa no recauda periódicamente por concepto de potencia ($A=0$), pero cobra inicialmente una cantidad única por concepto de contribución al realizar los trabajos de conexión a la red existente para el nuevo servicio solicitado;
- b) La tarifa con consumo mínimo garantizado; este mínimo garantizado representa en el fondo la parte fija de R;
- c) La tarifa aumentada por concepto de uso del contador;
- d) La tarifa rebajada de acuerdo al coeficiente de utilización tiene en cuenta también la forma en que se aprovecha la potencia P solicitada a la empresa.

d) Tarifa con escalones de consumo

Esta tarifa reúne en cierto modo los puntos de vista adoptados en la tarifa monómica y en la tarifa binómica. El consumo total del suscriptor se divide en escalones que en general son facturados a precios decrecientes. Los precios más elevados usados en los escalones inferiores permiten compensar la carga de los gastos fijos.

El precio unitario del kWh (precio medio) decrece pues cuando el consumo aumenta, aunque se mantiene constante en el primer escalón; para que el suscriptor sea beneficiado por la tarifa, debe pasarse del primer escalón, de modo que la empresa se protege así de los consumos muy reducidos.

La disminución del consumo real con respecto a un consumo previsto influye entonces en forma menos acentuada en la recaudación. Esta tarifa es en general de gran aceptación por el público (es de fácil comprensión) y la tendencia moderna es de aplicarla cada vez más. Es evidente que su aplicación resulta racional en un país donde la empresa eléctrica fomenta el uso de energía eléctrica, mientras que resulta en cierto modo irracional aplicarla en un país donde, por razones de deficiencia

/en las

en las redes de distribución o por problemas de dificultades en las disponibilidades de materiales para la ampliación de esas redes, la empresa no pueda servir la potencia que cada suscriptor solicite y le exige siempre limitar su pedido. Esta situación es frecuente en los países de América Latina, por lo cual parece contradictorio la coexistencia de una limitación en la entrega de potencia con una tarifa que estimula los consumos elevados.

e) Tarifa dependiente del instante del consumo

La estabilización de la curva de carga, mediante precios elevados en las horas de punta y precios reducidos en las horas de poca demanda, puede ser muy importante, sobre todo para empresas con recursos exclusivamente hidráulicos o para empresas cuyas redes se encuentran en el límite de su capacidad de carga.

Una situación límite de la que perseguiría este tipo de tarifa, es decir la estabilización de la curva de carga, se puede presentar a raíz de algún accidente grave en las fuentes de generación; así por ejemplo, en el Uruguay, después de las fuertes inundaciones de 1959 que sacaron de servicio a la central hidráulica de Rincón del Bonete, la empresa estatal U.T.E. se vio obligada, para el mejor aprovechamiento de la poca potencia disponible, a estabilizar la curva de carga para tender en lo posible a un rectángulo de altura igual a la carga disponible, para ello, se vio obligada a dividir a los suscriptores en grupos que disponían de energía a distintas horas del día; se modificaron los horarios de trabajo y se afectaron de distintos coeficientes de reducción las cargas "autorizadas" según el momento del día. Estas medidas en el fondo equivalen, para un suscriptor dado, a fijarle un precio "infinito" de la energía para determinadas horas del día.

Las tarifas que están ligadas al momento del consumo pueden agruparse bajo la rúbrica de "tarifas multihorarias". Lo más corriente es que se trate de tarifas dobles o triples, o sea que a lo sumo se tengan dos o /tres precios

tres precios del kWh según el momento del consumo. La discriminación del instante que corresponde al kWh "caro" o al "barato" puede hacerse según distintos criterios:

- a) según la hora del día: por ejemplo, cobrar caro el kWh durante las horas de alumbrado familiar (17 a 22 horas), o cobrarlo muy barato en las horas nocturnas más avanzadas;
- b) según la estación: por ejemplo, se puede abaratar la energía en verano;
- c) según el día de la semana: algunas empresas fijan tarifas reducidas durante el fin de semana.

Como se ve, se trata siempre de encarecer la energía durante los momentos o períodos de gran demanda y abaratarla cuando la demanda es baja. Este es naturalmente un criterio muy útil si el objetivo es regularizar la curva de carga y el lograr entonces una regularización en el aprovechamiento de las instalaciones en generación y distribución.

2. Los instrumentos de medida

El problema de los instrumentos de medida necesarios para la aplicación de la tarifa es uno de los problemas más complejos que se le presentan a la empresa. Los fabricantes de material eléctrico han llevado la producción de esos instrumentos a un grado de gran perfeccionamiento técnico, ya que se comprende que todo instrumento destinado al cálculo de recaudaciones debe ser ante todo de gran precisión (para que no haya errores que repercutan en favor de la empresa o del interesado) y al mismo tiempo de gran seguridad de funcionamiento: un desperfecto en un instrumento de medida acarrearía serios problemas en el control de la venta de energía eléctrica.

Además, cabe hacer notar que a pesar de ser el instrumento de medida un elemento que debe estar al servicio de la tarifa, es decir que el instrumento es una consecuencia de la tarifa adoptada, la dependencia entre la tarifa y el instrumento es en cierto sentido mutua, ya que las necesidades prácticas hacen que la tarifa sea función del instrumento razonable. En efecto, si un sistema muy racional de tarifas llegara

/a necesitar

a necesitar para su aplicación de un conjunto de instrumentos de medida técnicamente muy complejos o antieconómicos, se comprende que se debe modificar el sistema hasta lograr su compatibilidad con un conjunto de instrumentos realizables y de costo razonable. Vemos pues que aunque aparentemente el instrumento de medida no debe intervenir en los estudios previos de tarifa sino que debe proyectarse en función de esa tarifa, en realidad por las razones anotadas, influye en la fijación definitiva de la tarifa y es uno de los elementos que deben tenerse en cuenta en última instancia antes del ajuste final de la función tarifaria. Entre la tarifa y el instrumento de medida existe pues una relación de interdependencia.

Las distintas magnitudes cuya medida puede interesar para el cálculo de la recaudación son, de acuerdo a los sistemas ya descriptos:

1. la energía suministrada, o sea la integral de la potencia solicitada a través del tiempo;
2. la potencia solicitada en los distintos instantes del día;
3. la energía reactiva o el factor de potencia a lo largo del día.

Veremos este aspecto al estudiar las tarifas para la industria.

Analicemos cómo se miden esas magnitudes cuando intervienen en alguno de los 5 tipos de tarifas ya estudiados:

Tipo I: Interesa aquí medir solamente la energía E consumida en un período determinado de tiempo. Este es el caso más común de medida y el instrumento empleado se llama "contador" de kWh; se trata simplemente de un pequeño motor cuyo número de vueltas, proporcional a la energía cedida al circuito, es registrado sobre indicadores numéricos.

Tipo II: Aquí interesa medir la punta de la potencia, si es que la empresa no se conforma con usar para P un valor constante, por ejemplo la potencia autorizada o la potencia instalada. Se debe emplear entonces un vatímetro, que puede ser registrador (en cuyo caso P se lee en el máximo de la curva) o simplemente un instrumento de máxima.

Tipo III: Se utiliza el contador, como en el tipo I.

Tipo IV: También aquí el único instrumento necesario es el contador.

Tipo V: El contador debe tener entonces tantos elementos registradores numéricos como escalones fijados en la tarifa según la hora del consumo;

/se comprende

se comprende que debe completarse con instrumentos de relojería que permitan conmutar el registro de un elemento a otro en los extremos de los intervalos horarios; se emplea también a veces un registrador único dotando al contador de un sistema de ruedas dentadas o de bobinas de inducción graduadas que permita, según las horas del día, registrar fracciones predeterminadas de la energía consumida (basta establecer un sistema de fracciones proporcional al sistema de precios prefijado). Otros contadores registran sobre un mismo marcador los kWh efectivos y sobre otro la suma adeudada según la relación de los precios.

De cualquier modo, puede decirse que cuando se trata de consumidores importantes, los gastos inherentes a los instrumentos de medida representan sólo una pequeña fracción del valor de la energía vendida; se puede entonces equipar los tableros de medida con instrumentos de gran precisión y que suministren indicaciones muy detalladas. En cambio, para los suscriptores de media o pequeña importancia, las empresas deben contentarse con las indicaciones más indispensables y evitar el encarecimiento del precio de la energía que sería acarreado por medidas costosas.

3. Distintos tipos de consumidores y tarifas aplicables

Habiendo estudiado las distintas fórmulas posibles que se pueden utilizar para la fijación de la función tarifaria, veamos ahora cómo pueden aplicarse las distintas funciones a los consumidores de energía eléctrica.

Podemos agrupar los consumidores en cuatro grandes grupos de acuerdo al uso que esos consumidores harán de la energía eléctrica adquirida a la empresa; esos grupos corresponden al siguiente uso de la energía:

- a) energía para consumo;
- b) energía para servicios públicos;
- c) energía para producción; y
- d) energía para revendedores.

/a) Energía de

a) Energía de consumo (consumidores domésticos)

Este tipo de energía es el que produce entradas más estables en las ventas de la empresa distribuidora. En efecto, aún teniendo en cuenta las crisis que puedan afectar a la economía nacional, se ha comprobado, como se comprende fácilmente, que la venta de energía para aplicaciones domésticas no varía en forma apreciable; el uso de la energía eléctrica en el hogar es función del número de integrantes de la familia, de las dimensiones de su alojamiento y de su standard de vida; fijados esos parámetros, la energía usada no es muy variable, a menos del surgimiento de un nuevo tipo de aplicación doméstica de la eléctrica (aparición de cocinas eléctricas o de aparatos de televisión, etc.); la familia crea por así decir un "hábito" en el consumo y la experiencia muestra situaciones como ésta: en un instante de crisis para la empresa que suministra la energía (accidente en alguna central importante o fuertes sequías en las centrales hidráulicas o inundaciones, etc.), es muy difícil lograr la colaboración de las familias en cuanto a moderar su uso de la energía deshaciendo los hábitos ya creados; en esos casos no hay más remedio que proceder a cortes parciales en el suministro de energía.

Otra razón que explica la mayor estabilidad de los consumos domésticos frente a los consumos industriales es que el consumo industrial no sólo depende de la economía nacional e internacional, sino que puede en determinadas circunstancias recurrir a una generación propia, cosa que naturalmente nunca ocurre en el caso del consumidor doméstico.

Estas consideraciones nos muestran que el consumidor doméstico es uno de los más estables para la empresa y que, por lo tanto, debe apoyarse fuertemente en él, para la previsión de sus recaudaciones. Es importante por lo tanto un estudio racional y detenido de la empresa en las tarifas para consumidores domésticos; es un error frecuente el de tratar superficialmente el estudio de la tarifa doméstica para buscar en cambio fórmulas complicadas y elaboradas para los consumidores industriales.

/El destino

El destino para la energía de consumo doméstico puede ser uno de los siguientes: luz, pequeños aparatos eléctricos, calefacción, cocina, calentadores de agua. La tendencia moderna es la de no utilizar tarifas independientes según ese destino, sino una tarifa unitaria aplicable a toda la energía vendida para uso doméstico. En efecto, el utilizar tarifas múltiples conduce a una complicación en las instalaciones interiores y en los contadores y el sistema se vuelve engorroso y costoso; además, la complicación de una tarifa múltiple confunde e incomoda al consumidor. Cuando un país ha adquirido cierto nivel de electrificación, resulta de gran necesidad una tarifa sencilla y coordinada.

Por este motivo, para el caso de los consumos domésticos, lo aconsejable es una tarifa con contador único, sin distinción del uso que se hace de la energía.

Los dos tipos de tarifas que se adoptan en la actualidad para los consumos domésticos son los siguientes:

i) Tarifa con escalones

Esta tarifa es adoptada en la mayoría de los países europeos y en todos los Estados Unidos.

Se establece un cierto número de escalones, nunca menor que 3 y se fija el precio del kWh para los distintos escalones.

ii) Tarifa binómica

Esta tarifa puede conducir al mismo gasto para el consumidor, pero es muy resistida por los consumidores domésticos, que comprenden mal el hecho de tener que pagar una suma fija aún cuando su consumo sea nulo. Por este motivo, aunque todavía se utiliza, está siendo cada vez más desplazada por la tarifa con escalones.

b) Energía para servicios públicos

Estos servicios pueden ser: puertos, transporte colectivo, alumbrado público, saneamiento de ciudades, señalización caminera, etc.

Generalmente la tarifa que aparece más racional en estos casos es la tarifa binómica. Naturalmente, el kWh se factura a un precio netamente inferior al usado para los consumos domésticos.

/c) Energía para

c) Energía para producción

En este caso ya se justifica la división de instalaciones según el destino de la energía, aunque lo frecuente es que esa división sólo se haga para la luz y fuerza motriz. En este grupo, incluimos las explotaciones agrícolas, talleres, comercios, oficinas e industrias en general.

El caso más indicado para aplicar la tarifa binómica es justamente el caso del consumidor industrial, donde resulta fundamental la consideración de un término dependiente de la potencia en las recaudaciones efectuadas. Los argumentos a favor de la tarifa tipo binómico para el consumidor industrial son los siguientes:

- 1) Por la naturaleza tecnológica de este consumo, el suscriptor es más apto para comprender el pago de una suma independiente de la energía usada (aspecto psicológico);
- 2) la empresa que vende la energía debe, en general, destinar un rubro importante de sus instalaciones fijas (generación, transmisión y distribución) para poner a disposición del usuario la potencia solicitada;
- 3) existe la posibilidad que el industrial, en sus programas de trabajo, decida hacer uso de generación propia para suplir parte o el total de la energía eléctrica que necesita, por lo cual la empresa vendedora debe poder protegerse por el hecho de tener instalaciones fijas a disposición del usuario.

Naturalmente, estos aspectos pueden tenerse en cuenta mediante la fijación de una contribución única al terminar la instalación de los elementos de distribución que alimentan al usuario, pero creemos que resulta más racional el cobro de una cuota periódica por concepto de disponibilidad de potencia, en vez de fijar por ejemplo multas a la no utilización de esa potencia.

Energía reactiva. El factor de potencia de un determinado consumidor es un elemento importante a considerar cuando se trata de un consumidor industrial, ya que la naturaleza inductiva de su carga lo distingue con respecto al consumidor doméstico para el cual la carga es

/prácticamente no

prácticamente no inductiva. Se sabe en efecto que cuando el factor de potencia es bajo (carga inductiva), la intensidad de la corriente que recorre los circuitos debe ser aumentada para obtener los mismos efectos útiles, es decir la misma potencia activa. Dado que el calentamiento de los conductores es proporcional al cuadrado de la intensidad de la corriente que los atraviesa, resulta de allí que se produce un aumento de las pérdidas en las líneas y los generadores, una disminución de la carga posible en los generadores y redes existentes y además un aumento en las caídas de tensión.

Parece entonces lógico que la empresa considere en forma distinta a un consumidor de bajo factor de potencia que a uno de alto factor de potencia, gravando al primero, es decir al que produce los efectos antedichos. En los últimos años, se ha desarrollado entonces la técnica de los medidores de energía reactiva, que gravan al consumidor cuando su factor de potencia baja de un valor que en general se toma como 0.8. Sin embargo, esos aparatos son muy costosos y sólo un gasto importante de energía reactiva podrá ser suficiente para amortizarlos sin elevar demasiado el precio del kWh reactivo. Creemos entonces que, en vez de contabilizar y cobrar esa energía reactiva, es preferible obligar al usuario a compensar su bajo factor de potencia mediante la instalación de condensadores o de compensadores sincrónicos adecuados; de esa manera, el usuario no tendrá gastos adicionales y la compañía distribuidora no tendrá pérdidas inútiles de energía, lo cual naturalmente es mucho más económico en el plano nacional. Mejor que cobrarle al consumidor el hecho de que provoque pérdidas adicionales en las redes es no conectar su servicios hasta que haga desaparecer esas pérdidas adicionales.

d) Energía para revendedores

La energía puede ser suministrada a revendedores, que pueden responder a los dos casos siguientes, que son los más frecuentes (sobre todo en USA el primero y en Europa el segundo):

/a) La compañía

- a) La compañía generadora le vende a la compañía distribuidora; puede ocurrir en efecto que se trate de dos empresas distintas;
- b) la interconexión cada vez más importante entre las distintas redes eléctricas se está extendiendo en el plano internacional; así por ejemplo, la red francesa está interconectada con Bélgica, Holanda, Luxemburgo, Alemania, Austria, Suiza, Italia e Inglaterra. Ha sido posible organizar racionalmente los intercambios internacionales de energía eléctrica. Existen ya numerosas líneas de alta tensión entre esos países, pero para aprovechar al máximo los recursos energéticos disponibles, se ha proyectado reforzar esas interconexiones internacionales. Ese desarrollo será facilitado por el empleo de la tensión normalizada de 380 KV, que ya existe o está proyectada para las principales líneas de transporte.

Es evidente que el primer caso debe ser tarifado con un criterio totalmente distinto al del segundo, ya que en el primero se trata de una verdadera venta de energía, mientras que en el segundo se trata de una cooperación internacional.

4. Contribuciones a fijar en el caso de nuevos servicios

Dado el sentido amplio que le dimos al concepto de "tarificación" debemos examinar en este capítulo en qué forma cobra la empresa las erogaciones que le significan los servicios nuevos que le van solicitando, es decir en qué forma la empresa le cobra al suscriptor el hecho de tener que poner a su disposición una determinada potencia, o sea de tener que ampliar su red de distribución para atender un servicio nuevo, independientemente de la energía que podrá consumir ese servicio. Por este concepto, se acostumbra emplear la palabra "contribución" mientras que el lenguaje común reserva la palabra "tarifa" para los casos en que se trate de pagos periódicos, en general mensuales; pero se entiende que cualquiera de esos dos tipos de recaudación son distintos aspectos que integran el concepto de tarifa.

/Supongamos pues

Supongamos pues que, en un sistema eléctrico existente, la empresa reciba una solicitud de potencia en un punto determinado de la zona geográfica que debe atender dicha empresa. Los servicios comerciales y técnicos estudian cuál es la forma técnica y económicamente más conveniente para realizar ese suministro y se formula entonces un presupuesto que cubra los trabajos proyectados. ¿Cuáles son los medios de que dispone la empresa para cubrir los gastos de ese presupuesto? Existen varias soluciones al respecto y todas han sido puestas en práctica por las diferentes compañías en los distintos lugares del mundo, aunque no siempre esas soluciones han surgido de un análisis crítico sino que a menudo se han arrastrado soluciones que parecieron las más racionales cuando la empresa inició su funcionamiento pero que, con el tiempo, se han conservado por costumbre a pesar de resultar absurdas o antieconómicas en el sistema expandido:

- 1) La solución más simplista es cobrarle al interesado el monto total del presupuesto. Con esta solución, potencias iguales solicitadas en puntos distintos pueden costarles sumas muy distintas a los dos solicitantes, si por ejemplo uno de los puntos cae sobre una línea existente y el otro está en una zona muy alejada de las líneas existentes. Además, se puede dar la siguiente situación, que presenta una evidente injusticia: un promitente suscriptor A solicita una determinada potencia en un punto a alejado de la red existente; la empresa pone esa potencia a su disposición y le cobra una elevada suma por concepto de las líneas tendidas para dar el servicio; al poco tiempo, una nueva solicitud es hecha por B en un punto b muy próximo al a, y que cae sobre el recorrido de la línea tendida para a; B tendrá entonces el servicio con gastos muy reducidos. Esta situación es en cierto modo injusta, ya que parecería más lógico que A y B contribuyeran igualmente en el gasto de los trabajos.
- 2) Otra solución puede ser el cobro de una tasa fija por cada nuevo servicio solicitado, independientemente de la potencia pedida y del punto en el que se pide. La previsión de la empresa en los

/posibles trabajos

- posibles trabajos de ampliación a realizar debe ser muy cuidada a los efectos de fijar adecuadamente la tasa que compense los gastos totales.
- 3) También se puede cobrar proporcionalmente a la potencia solicitada, independientemente de los trabajos a realizar para servir esa potencia. Nuevamente aquí el precio de instalación del kW debe surgir de minuciosos estudios estadísticos.
 - 4) Puede no cobrarse nada en el momento de realizar la puesta a disposición de la potencia solicitada pero incluirse un término de potencia en la recaudación mensual mediante el uso de la tarifa binómica.
 - 5) Para evitar las injusticias señaladas en la solución (1), puede cobrarse al interesado mediante el criterio de la "sección-útil", es decir cobrar por la fracción de las líneas tendidas que corresponde al amperaje solicitado. Este criterio se llama también a veces criterio del "mínimo técnico".
 - 6) Se han usado otros criterios tendientes a evitar las injusticias señaladas, tanto para los suscriptores como para la empresa. Resulta difícil fijar con claridad en un trabajo determinado de ampliación, cuál es la parte que corresponde a mejora de la red (aspecto normal del ejercicio de la empresa) y cuál es la debida estrictamente al nuevo servicio.

En lo que concierne al problema de evitar injusticias en las contribuciones a cobrar para dos suministros próximos, veamos cuáles son los intentos realizados por una empresa como Electricité de France, de notoria experiencia en los problemas que nos ocupan:

- a) Supongamos que A pide un nuevo servicio, para lo cual se tiende una línea; al cabo de poco tiempo, B solicita energía y se alimenta sobre el cable tendido para A:

Se supone que la canalización nueva se amortiza en 5 años (o sea que la proximidad de B con A no tiene importancia después de 5 años; ya no se tratará de una línea "nueva", sino que se considerará definitivamente incorporada a la red "existente"); este tiempo se llevará en breve al valor de 8 años.

/A, pide

A, pide pues el servicio y la canalización cuesta, para fijar ideas, \$10 000; como el criterio imperante es que el solicitante pague el 75 por ciento de la línea exterior, la contribución de A será:

$$0.75 \times 10\ 000 = 7\ 500$$

Un año más tarde, por ejemplo, B solicita energía; se supone que la línea ya quedó amortizada en:

$$\underline{7\ 500} = \$ 1\ 500$$

El "valor actual"⁵ de la línea (del punto de vista de los suscriptores) es entonces:

$$7\ 500 - 1\ 500 = \$ 6\ 000$$

Se considera que esos \$ 6 000 deben dividirse entre A y B; se cobra \$ 3 000 al suscriptor B y se los devuelve a A.

Este criterio parece bastante claro como norma a seguir, pero en la práctica, el sistema de devoluciones es muy complicado del punto de vista administrativo y se prefiere evitarlo cuando es posible.

Se prefiere entonces a menudo seguir el criterio del mínimo técnico (sección útil del cable).

- b) En algún momento Electricité de France hizo un estudio global de las sumas a invertir por trabajos nuevos y se llegó a cobrar proporcionalmente a los kW solicitados, independientemente de los trabajos a realizar para el suministro pedido. Posteriormente, para gravar un poco más al suministro a servir en una zona alejada, se cobraba la suma de dos términos a + b, siendo:

a = KP, donde P son los kW solicitados,

b = K'd, donde d es la distancia al centro de alimentación más próximo (por ejemplo, sub-estación), siguiendo el camino de calles principales, independientemente del trayecto o de la solución elegida para la alimentación.

Pero este criterio fue abandonado pues se suscitaron engorrosas protestas por parte de los abonados; en realidad,

/el criterio

el criterio parece muy racional y muy práctico y de aplicación clara.

- c) Para los abonados en alta tensión (el servicio se da en alta tensión cuando la potencia solicitada excede de un umbral pre-fijado), corren a cargo del interesado los gastos siguientes:
- local de la sub-estación, que pone a disposición de E.d.F.
 - todo el cable exterior de alta tensión
 - 75 por ciento de la entrada y salida del cable de alta tensión
 - toda su línea de baja tensión
 - equipamiento y mano de obra para el montaje de la sub-estación (pero E.d.F. ejecuta los trabajos).

Si la sub-estación servirá al mismo tiempo como sub-estación de la red, parece justo que E.d.F. contribuya. Se estudia entonces el caso particular; un criterio que se sigue es por ejemplo el de repartir los gastos entre E.d.F. y el interesado, proporcionalmente a las potencias utilizadas.

Resumiendo, vemos que el cobro de "contribuciones" es uno de los problemas más arduos que se le presentan a las empresas, ya que se deben evitar las injusticias señaladas, pero se debe al mismo tiempo adoptar un criterio que resulte compensatorio para la empresa; lamentablemente, el criterio más científico o más racional no siempre resulta de fácil comprensión para el público y se suscitan siempre divergencias graves con los suscriptores.

Creemos que la solución más aconsejable es la tratada en el punto (4), es decir la adopción de la tarifa binómica sin ningún cobro inicial, aunque el público no comprenda que deba pagar una cantidad periódica de cierto monto en los períodos en que no haya consumo de energía. También creemos que la solución (3) es aconsejable, es decir la que adopta una tasa por kW solicitado; en este caso se debe mantener al día la curva de costos de ampliación de redes y la de los kW totales solicitados en la red, evolucionando a ambas en el tiempo; se forma luego la curva del cociente de ambas funciones, que nos daría el costo unitario marginal del kW nuevo por concepto de ampliación de la red, y extrapolando en esta última curva, se debe ajustar año a año el valor de la tasa a cobrar para tener la certeza del contingentamiento entre lo gastado y lo recaudado.

Capítulo III

MECANISMOS DE REGULACION DE LAS TARIFAS EN AMERICA LATINA

Introducción

Ha sido nuestro propósito en la preparación de este capítulo el presentar un panorama sintético de las principales normas de regulación tarifaria en América Latina, y muy especialmente de las de aquellos países que en los últimos años han introducido modificaciones de entidad en la legislación respectiva y en el "modus vivendi" entre el Estado y las empresas concesionarias del servicio.

Nos hemos abstenido deliberadamente de emitir opiniones con respecto a la conveniencia u oportunidad de las normas nacionales y ello por dos razones fundamentales. En primer término porque hubiese sido necesario un contacto estrecho con los resultados de la aplicación de dichas normas para el caso de cada país lo que no era posible en el plazo de preparación del documento.

En segundo término porque parece natural que sea en el curso del Seminario convocado por CEPAL que se efectúe dicho análisis y los consiguientes juicios de valor ya que a él concurrirán representantes especializados de los países del área que pueden brindar los elementos de juicio necesarios para el diagnóstico en esta materia.

En algunos puntos de especial importancia, sin embargo, no hemos podido eludir la necesidad de abrir juicios y formular recomendaciones al respecto en el ánimo de brindar elementos concretos de discusión a los participantes en el Seminario. Tal es el caso, por ejemplo, de los métodos de compensación y ajuste de las tarifas que discutimos extensamente en el Capítulo VII al referirnos al problema del impacto de la inflación sobre los precios de la energía eléctrica.

1. Argentina

a) Generalidades

En este país la industria eléctrica se califica como de "actividad pública", y así lo dice la ley 15 336 del 15 de septiembre de 1960 en su art. 5°. Con esto se quiere expresar, que en caso de conflicto entre el interés público y el privado, prevalecerá el primero.

/La prestación

La prestación de este servicio se realiza en el campo de la actividad privada bajo el régimen que los administrativistas denominan concesión; esto no quiere decir que el Estado no pueda prestar directamente los servicios de electricidad ni que las empresas privadas escapen al control y vigilancia del poder público. Los arts. 11 y 14 de la mencionada ley regulan todo lo relativo al régimen de la concesión y así en lo que se refiere a la autoridad otorgante (siempre refiriéndose al ámbito de la jurisdicción nacional) establece que ella será el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Asimismo será el Poder Ejecutivo el que autorice el traspaso de la concesión (art. 19). En caso de que el servicio público de energía eléctrica implique también el aprovechamiento de los recursos hidráulicos del dominio público y privado del Estado, con la finalidad de generar energía eléctrica de uso colectivo, ellos se encontrarían sujetos al otorgamiento de la correspondiente concesión. Asimismo se deberán tener en cuenta las normas que rigen el aprovechamiento de las aguas del dominio público ya que éstas son susceptibles de diversos usos. La ley mencionada en su art. 15 establece el siguiente orden:

1. La bebida y los usos domésticos de las poblaciones ribereñas;
2. El riego;
3. La producción de energía.

En cuanto al plazo de la concesión, el art. 15 establece que se podrán otorgar por tiempo indeterminado, o por plazo fijo que no podrá exceder de 60 años.

En cuanto a las obligaciones de los concesionarios, la ley no las menciona detalladamente sino que se remite a las respectivas concesiones o a las leyes en general (art. 18). Se considera como una de las principales, la de llevar la contabilidad de su negocio, de acuerdo con las normas que en cada caso señala la ley, según un sistema de clasificación uniforme de cuentas (art. 41). El art. 18 mencionado establece que en las concesiones de servicio público de jurisdicción nacional se señalarán las condiciones, derechos y obligaciones, para la interconexión de las instalaciones. También dicha legislación regula lo que se denomina "red nacional de interconexión" es decir el conjunto de sistemas eléctricos nacionales interconectados.

/La concesión

La concesión confiere a su titular el derecho de imponer según el caso, servidumbres de acueducto, y obras hidroeléctricas, de electroducto, para establecer líneas de transmisión o distribución de paso, y todas aquellas necesarias para los fines de la concesión y del servicio (arts. 16 y 18). Asimismo el Poder Ejecutivo, previo dictamen del Consejo Federal de la Energía Eléctrica, podrá estimular bajo forma de aporte de capital, financiación y contribución y/o exenciones impositivas temporales a los titulares de las concesiones cuyos trabajos y obras originan beneficios múltiples o que tengan por objetivo fundamental la defensa nacional, el mejoramiento de las condiciones de utilización agrícola de los cursos de agua o la regulación de su régimen para facilitar la navegación.

b) Régimen Fiscal

En lo referente al régimen fiscal el art. 12 establece que las obras e instalaciones de generación, transformación y transmisión de energía eléctrica de jurisdicción nacional y la energía generada o transportada en las mismas no pueden ser gravadas con impuestos o contribuciones, o sujetas a medidas de legislación local, que restrinjan o dificulten su libre producción y circulación. Además, el Poder Ejecutivo está facultado para exoneración de impuestos y gravámenes nacionales en relación con las concesiones eléctricas que se otorguen.

c) Tarifas. Organos que las fijan

Siguiendo la tendencia legislativa general, en la Argentina se somete la venta de energía eléctrica a la previa fijación o aprobación de las correspondientes tarifas por el Estado. En la Argentina las tarifas son fijadas por la Secretaría de Energía y Combustibles.

La Sección V del artículo 14 del contrato de concesión suscrito el 1 de febrero de 1962, fijando las normas y condiciones en que SEGBA presta el servicio público de electricidad a su cargo en la zona del Gran Buenos Aires, establece que si la Secretaría de Estado de Energía y Combustibles no objetara, antes del 30 de diciembre de cada año, los elementos presentados conforme lo que expondrá a continuación en los artículos siguientes, se los tendrá por aprobados. Si dicha Secretaría objetara uno o varios de

/los elementos

los elementos presentados deberá comunicarlo a SEGBA antes del 30 de diciembre de cada año puntualizando el o los ítems objetado, los motivos de las objeciones e indicando las modificaciones que estime necesarias.

Si dichas objeciones hubiesen sido formuladas antes del 15 de diciembre y SEGBA no contestara las objeciones dentro de los 15 días de su notificación por dicha Secretaría, se las tendrá por aceptadas, y en tal caso deberá aplicarlas con las modificaciones indicadas por dicha Secretaría. Si la objeción hubiese sido formulada con posterioridad al 15 de diciembre o SEGBA contestara la o las objeciones dentro de los 15 días de haber sido notificada aplicará provisoriamente las tarifas con aquellas modificaciones indicadas por la Secretaría que SEGBA haya aceptado.

Si dicha Secretaría no se diera por satisfecha con las explicaciones de SEGBA, la cuestión o cuestiones en discusión, serán sometidas por aquella a la decisión del Poder Ejecutivo de la Nación, que deberá pronunciarse dentro de los treinta días siguientes a la contestación de SEGBA a la precitada Secretaría. En caso de que el respectivo decreto del Poder Ejecutivo no fuera notificado a SEGBA dentro del precitado término, se juzgará aprobada la propuesta formulada por ella. Si SEGBA no aceptara la decisión del Poder Ejecutivo deberá promover contra ella la acción judicial pertinente dentro de un plazo no superior a treinta días contados desde la notificación del decreto.

A partir de la primera facturación posterior a la resolución definitiva del Poder Ejecutivo o en su caso de la justicia competente, SEGBA introducirá en el cuadro de tarifas y/o en los coeficientes de ajuste "C" y "S" ^{1/} las modificaciones y compensaciones que correspondan de acuerdo con la mencionada resolución.

En la Argentina, la fijación de tarifas para el caso de la concesión SEGBA responde a las siguientes bases:

a) Gastos de explotación, incluso contribuciones, impuestos y tasas nacionales, provinciales y municipales de cualquier naturaleza, como así también los que graven, sea el capital, sea los beneficios de SEGBA.

^{1/} Véase más adelante la definición de estos coeficientes.

b) La dotación al fondo de depreciación y renovación que técnicamente proceda sobre el valor en dólares que arroje al final del año en cuestión el "registro de valor no depreciado de los bienes destinados al servicio". Se entiende por bienes al servicio: las centrales, subestaciones, cámaras, redes, instalaciones de alumbrado público, conexiones, medidores, talleres e inmuebles auxiliares, y todos los demás bienes e instalaciones que SEGBA destine a la prestación de servicios a su cargo, incluyendo los afectados a la administración de la Sociedad, servicios sociales al personal y, en general al cumplimiento de sus finalidades; y los bienes incluidos en la cuenta enseres y útiles.

De acuerdo al inciso d) de la Sección 1 del artículo 13 del texto del contrato de concesión suscrito el 1 de febrero de 1962, que fija las normas y condiciones en que SEGBA prestará el servicio público de electricidad a su cargo en la zona del Gran Buenos Aires, el registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio está constituido de la siguiente manera:

1. Se tomó el valor que arrojaba dicho registro el día de entrada en vigor del convenio de referencia, más

2. La suma de los importes anuales convertidos en dólares al cambio libre medio del respectivo año, de las ampliaciones que se hayan incorporado en el curso de ese año al servicio y al inventario de SEGBA incluyendo como parte del costo de aquéllas, además de los materiales y de la mano de obra la proporción que corresponda de los gastos de depósito, de transporte y generales, los intereses intercalarios y todos los demás gastos y cargas necesarios para la completa habilitación de las respectivas instalaciones, más

3. La suma de los importes anuales, convertidos a dólares al cambio libre medio del respectivo año de las inversiones correspondientes a la cuenta de enseres y útiles que se hayan efectuado en el curso de ese año; y menos

4. La suma de los importes anuales de los bienes destinados al servicio que se haya retirado en el curso de ese año, de acuerdo con el valor con que figuren los respectivos bienes en el registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio.

/c) Un

c) Un beneficio neto después de haber pagado todo impuesto igual al 8 por ciento anual del valor de la base tarifaria que resulte para el mismo año en cuestión de acuerdo a las siguientes bases:

(i) Se promediarán los saldos que arroje el registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio tomados al 31 de diciembre del año para el cual se determine el beneficio y al 31 de diciembre del año inmediato anterior.

(ii) Se promediarán también los saldos que arroje al 31 de diciembre del año para el cual se determine el beneficio y al 31 de diciembre del año inmediato anterior, el registro de la depreciación acumulada de los bienes destinados al servicio. Se entiende por el registro de la depreciación acumulada los siguientes rubros: en primer lugar se tomó en cuenta el importe que arrojó el registro al día de entrada en vigor del convenio mencionada ut supra, en segundo lugar la suma de las dotaciones anuales al fondo de depreciación y renovación que técnicamente procedan sobre el importe en dólares que arroje al final del respectivo año, el registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio, y menos la suma de los importes anuales de los bienes destinados al servicio, y menos la suma de los importes anuales de los bienes destinados al servicio que se hayan retirado en el curso de ese año.

(iii) Base tarifaria. Antes del 1º de diciembre de cada año, SEGBA deberá presentar a la Secretaría de Estado de Energía y Combustible, los siguientes datos:

- a) Una previsión del cuadro de ganancias y pérdidas para el año en curso;
- b) El cálculo estimativo del importe a que deberá ascender el producido de las tarifas a fin de cubrir la totalidad de los gastos y cargos del año siguiente;
- c) El cuadro de las tarifas que regirán durante el año siguiente estructurado en forma tal que su producido cubra el total previsto en el inc. b) precedente.
- d) Los coeficientes "c" y "s" que deberán tomarse en cuenta el año siguiente para el cálculo de los ajustes en función de las respectivas variaciones del precio medio de los combustibles y del salario horario a que se refiere la sección cuarta del presente artículo.

/El coeficiente

El coeficiente "c" indicará la corrección en centavos moneda nacional por kWh a efectuarse en las tarifas por cada peso moneda nacional de variación del precio medio de los combustibles reducidos a 7 500 000.00 calorías de poder calorífico inferior con respecto al valor "p", entendiendo por tal valor, el concepto expresado en el inc. b) precedente. El coeficiente "s" indicará la corrección porcentual a efectuar en las tarifas por cada 1 por ciento de variación del salario horario.

Los coeficientes "c" y "s" serán establecidos de modo que tomen en cuenta en función de los respectivos elementos las variaciones de la totalidad de los gastos del cálculo estimativo a que se refiere el inciso b).

En el caso de que SEGBA obtenga en el transcurso de un año beneficios por encima del 8 por ciento anual sobre la base tarifaria la Secretaría de Estado de Energía y Combustible podrá autorizarla a retener total o parcialmente el excedente que resultare una vez deducidos los importes que se destinen a compensar defectos de beneficio, y a aplicar dicho excedente a costear obras de ampliación y de mejora del servicio a su cargo. En contrapartida SEGBA acreditará el importe de dicho excedente a un fondo de reserva especial cuyo total acumulado hasta el fin del "año anterior", inclusive, será deducido de la "base tarifaria" a los efectos del cálculo estimativo que SEGBA deba presentar en el "año en curso".

d) Contralor del Servicio

El art. 17 del convenio suscrito el 1º de febrero de 1962 por SEGBA, establece que corresponderá a la Dirección Nacional de Energía y Combustible el contralor técnico y económico de los servicios públicos a cargo de SEGBA teniendo a tal fin las siguientes facultades:

1. Inspeccionar en todo tiempo las centrales, instalaciones, servicios auxiliares, depósitos y demás locales, como asimismo examinar los libros, estadísticas y todas las operaciones de SEGBA, por intermedio de los funcionarios que al efecto designe, los que tendrán libre acceso a todas las dependencias de la empresa, en forma que no afecte el normal desenvolvimiento de sus actividades.

2. Examinar los resúmenes mensuales que SEGBA le remitirá en los plazos siguientes:

/a) Energía

- a) Energía facturada y entradas producidas de acuerdo con la clasificación de las tarifas aplicadas dentro de los 90 días siguientes a cada mes;
- b) Energía generada, energía entregada a la red y consumo de combustibles de las diferentes centrales, dentro de los 45 días siguientes a cada mes;
- c) Intercambio de energía con otras empresas y precios percibidos y pagados dentro de los 45 días siguientes a cada mes;
- d) Diagramas de cargas de cada central y del conjunto del servicio, dentro de los 45 días siguientes a cada mes;
- e) Gastos y entradas de explotación dentro de los 90 días siguientes a cada mes.

3. Le corresponde además, la función de policía en el contralor de medidores; en el contralor de obras en redes de baja tensión y conexiones a los usuarios.

2. Brasil

Dado que las normas legales brasileñas siguen en sus lineamientos generales la de aquéllos países que califican a la industria eléctrica como de utilidad pública nos remitimos a lo dicho anteriormente al estudiar el régimen argentino. Por lo tanto, dándole la relevancia que la misma legislación brasileña le otorga (Código de Aguas, Art. 178, modificado por un decreto-ley N° 3673 del 25 de octubre de 1941 y R. Art. 119) a la fijación de las tarifas eléctricas, entraremos de inmediato al examen de estas disposiciones.

a) Tarifas

En primer lugar, se considera como una de las finalidades fundamentales de la explotación de los servicios públicos de electricidad, la de establecer tarifas razonables. Siguiendo la tendencia legislativa actual se somete la venta de energía eléctrica a la previa fijación o aprobación de las correspondientes tarifas por el Estado.

La intervención reguladora del Estado en este aspecto, tiene fundamentalmente un propósito de protección del interés público y procura mantener constante equilibrio entre los intereses de los usuarios o

/consumidores y

consumidores y las exigencias de la estabilidad económica de las empresas. Indudablemente la tarifa influye decisivamente en el desarrollo de la industria, frenando o impulsando el uso de la energía eléctrica. También influyen como estímulo o restricción a la inversión de capitales privados en este campo de la actividad económica que nos ocupa.

i) Organos que fijan las tarifas. Brasil se encuentra, al igual que la Argentina, dentro de aquel grupo de países que consideran que la fijación o aprobación de las tarifas eléctricas (y en su caso, revisión o modificación e interpretación) corresponde al mismo órgano encargado del control y vigilancia de la industria. En este caso la División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera del Departamento de Agricultura (C.A. art. 178, modificado por decreto-ley N° 3673 del 25 de octubre de 1941, y R., art. 119 y 163).

ii) Elementos a considerar. El decreto N° 41 019 del 26 de febrero de 1957 establece que la tasa de rendimiento de las tarifas será del 10 por ciento al año sobre la inversión del concesionario. El rendimiento se calcula sobre la inversión reconocida, esto es, sobre las sumas efectivas y permanentemente invertidas en bienes afectos a la concesión (R., art. 58, art. 52). El valor de las inversiones de las empresas eléctricas se determina sobre la base de su costo histórico y debe expresarse en moneda nacional. Se entiende por costo histórico la cantidad realmente gastada por el concesionario comprobada y registrada en su contabilidad. El costo histórico de las propiedades del concesionario será verificado por el órgano de control a través del examen de contabilidad de la empresa y de los correspondientes comprobantes. Los gastos en moneda extranjera serán contabilizados a la tasa legalmente negociada en la fecha de la aplicación, o a la tasa media mensual si aquélla no fuere conocida. Se exceptúa el caso de los gastos realizados con el producto de un crédito en moneda extranjera, en el que la tasa será la de la fecha del contrato. Cuando las inspecciones o verificaciones del órgano de control no fueren satisfactorias para la determinación del costo histórico de las propiedades del concesionario, dicho costo será determinado mediante tasación pericial (R., arts. 59, 60, 61 y art. 62).

/iii) Revaluación

iii) Revaluación de los bienes afectados a la concesión. De acuerdo a lo expresado en el artículo anterior, no se encuentra previsto por la ley. Comprensible, si tenemos en cuenta que el concepto de revaluación es más reciente.

iv) Revisiones ordinarias y extraordinarias de las tarifas. Reajuste. Las tarifas se fijan para un plazo de tres años, al vencimiento del cual deberán ser revisadas (revisión ordinaria). Pero aún antes del fin de dicho término, las tarifas podrán ser reajustadas en más o en menos, a iniciativa de la División de Aguas o por solicitud del concesionario con el objeto de mantener la paridad entre el ingreso y el costo del servicio. Es interesante destacar en relación con lo anterior las siguientes situaciones:

1. Si la empresa concesionaria fuere deudora de un crédito en moneda extranjera contraído para la instalación de su negocio eléctrico o para la ampliación del mismo, debidamente registrado por la superintendencia de moneda y crédito, se considerará entre los gastos de explotación la diferencia que resulte entre el costo del cambio efectivamente pagado por concepto de capital e intereses y aquel al cual estuviere contabilizado el crédito, que sirvió de base para determinación del costo histórico de los bienes e instalaciones construidos o adquiridos con el producto del mismo crédito

2. También deben computarse en la tarifa las diferencias, en intereses y capital, de crédito con cláusulas de escala móvil concertados con el Banco Nacional de Desarrollo Económico del Brasil (R. art 166, Nos. 3o. y 4o.) Dichas diferencias, en cuanto influyan en el costo del servicio, deberán tomarse en cuenta al fijar ordinariamente o en caso de Reajuste extraordinario de Tarifas.

v) Las llamadas cláusulas de ajuste y compensación. Las tarifas pueden ser reajustadas en los casos siguientes:

1. por variación del costo de la energía comprada;
2. por variación del costo del combustible;
3. por aumento de los salarios o en las prestaciones de Previsión Social;
4. por variación en el pago de intereses y capital de créditos en moneda extranjera o en los casos citados anteriormente y previstos por el art. 166, Nos. 3o. y 4o. del reglamento.

En el momento de la fijación trienal de tarifas deben establecerse los factores de influencia y los métodos de ajuste que se aplicarán en cada caso de variación. El concesionario deberá presentar al Órgano de control un estudio retrospectivo (por período de seis meses en que haya sido aplicado algún factor de ajuste), en el que se muestren detalladamente las compensaciones recibidas por la aplicación de dichos ajustes. Si se comprueba que el concesionario realizó un ajuste indebido o exagerado, el Órgano de control ordenará inmediatamente su suspensión y la devolución del exceso cobrado y podrá condicionar a su previa aprobación la aplicación de cualquier nuevo ajuste por el concesionario (R. art. 176).

vi) Estructuración de las tarifas. La legislación brasileña prevee la posibilidad de una discriminación en las tarifas (R., arts. 163, 177), señalando únicamente la prohibición de fijar cuotas distintas para consumidores correspondientes a la misma clasificación o que se encuentren en condiciones iguales de utilización del servicio.

vii) Fondos o reservas para reversión, depreciación, ampliación, etc.

a) Reserva para reversión. Tiene como finalidad la de proveer de los recursos necesarios para indemnizar al concesionario por la reversión de los bienes e instalaciones afectos al servicio, al término de la concesión (R., art. 33). El total de las cuotas de reversión, durante los tres años de vigencias de las tarifas, deberá ser depositado en la agencia del Banco del Brasil S.A., de domicilio de la empresa concesionaria. Dichos depósitos solamente podrán ser destinados a su finalidad principal o, mediante la aprobación del Órgano de control, para la ejecución de obras e instalaciones para la ampliación de los servicios o para la amortización de créditos obtenidos con el mismo objeto. (R., art. 33).

b) Reserva para amortización. En esta cuenta de reserva deben registrarse las amortizaciones de los bienes que constituyen la inversión del concesionario. Las cantidades correspondientes al saldo de la reserva para amortización, no se computarán en la determinación del importe de la inversión remunerable (R., art. 33).

c) Reserva para depreciación. Esta reserva está destinada a compensar las pérdidas de valor originadas por el desgaste, destrucción, o insuficiencia de los bienes e instalaciones que integran la inversión del

/concesionario. El

concesionario. El retiro de bienes e instalaciones, y la sustitución o reposición de los mismos, se harán con cargo a esta reserva para depreciación, acreditándose en la misma, en su caso, el valor de salvamento correspondiente. (R., art. 32).

d) Contratación de créditos y emisión de títulos. El Código de Aguas en su art. 181 y el R., art. 36 y 119, dispone que el órgano de control verificará en todo caso la emisión de títulos de deuda por las empresas eléctricas, y que solamente será permitida dicha emisión cuando se realice:

1. para la adquisición de propiedades;
2. para la construcción, complemento, extensión o mejora de las instalaciones, sistemas de distribución, y otras obras con ellas relacionadas;
3. para la adquisición de equipo destinado al mejoramiento de la operación de los bienes e instalaciones afectos al servicio;
4. para la renovación, sustitución o garantía de obligaciones;
5. para reembolso de dinero de renta efectivamente aplicada a los fines antes indicados.

b) Régimen institucional de la industria eléctrica

La administración de la actividad eléctrica, en sus diversos niveles, está encomendada: al Consejo Nacional de Agua y Energía Eléctrica, a la División de Aguas del Departamento Nacional de la Producción Minera del Ministerio de Agricultura y, en caso de transferencia de atribuciones, a los Estados, o a sus Organos.

i) Consejo Nacional de Aguas y de Energía Eléctrica. En el artículo 200 del Código de Aguas del 10 de julio de 1934, se previno la creación de un Consejo Federal de Fuerzas Hidráulicas y Energía Eléctrica. El organismo a que se refería el artículo 200 del Código de Aguas quedó creado por el Decreto-ley N° 1 285 del 18 de mayo de 1939, bajo la denominación de "Consejo Nacional de Aguas y Energía", cambiando posteriormente esta denominación por la que actualmente ostenta según Decreto-ley N° 1 699 del 24 de Octubre de 1939.

/ii) División

ii) División de aguas. Desempeña funciones de órgano de control o super vigilancia.

El art. 178 del Código de Aguas dice que será la división de aguas la que fiscalizará la producción, transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica, con el triple propósito:

1. Asegurar un servicio adecuado;
2. fijar tarifas razonables;
3. garantizar la estabilidad financiera de las empresas

(R., art. 119). Para la realización de las finalidades mencionadas, la División de Aguas está facultada para realizar la contabilidad de las empresas y hacer todas las inspecciones y exámenes que juzgue oportunos y convenientes, quedando las empresas obligadas a dar toda clase de facilidades, informaciones, documentación y datos que se le solicitan (ca. art. 178 y 183; R., art. 13).

iii) Los Estados. La Unión puede transferir a los Estados las atribuciones necesarias para conceder, autorizar y fiscalizar los servicios de energía eléctrica, dentro de sus respectivos territorios, siempre y cuando el Estado interesado demuestre contar con una organización técnico administrativa a la cual se encuentren especialmente encomendados los asuntos concernientes al estudio y valoración del potencial hidráulico, así como su aprovechamiento industrial, inclusive su transformación en energía eléctrica y su explotación.

iv) Fondo Federal de Electrificación. Es un organismo encargado de la realización de estudios, proyectos, construcción y operación de sistemas generales de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la fabricación de material eléctrico pesado y en la uniformación de la frecuencia de la corriente eléctrica para abastecimiento público.

3. Costa Rica

Costa Rica se encuentra también dentro de aquel grupo de países que permite a la actividad privada la prestación de servicio de suministro de energía eléctrica. Sin embargo, el art. 49 de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad, dispone como máxima finalidad de la Junta del Servicio Nacional de Electricidad la de "mantener" la nacionalización /eléctrica, preocupándose

eléctrica, preocupándose en todo tiempo por la mejor realización y efectividad posible de ese ideal nacional hasta donde las circunstancias existentes lo permitan y sea más conveniente para la República. Por consiguiente, dedicará especial atención a todo plan, proyecto o medida que en tal sentido se le someta, procediendo a las investigaciones, estudios y gestiones que estimare necesarios y favorables a tal propósito.

El otorgamiento de las concesiones compete al Servicio Nacional de Electricidad, que es una institución del Estado al que representa en esta materia LSNE (arts. 6 y 34). Se requiere la aprobación del Congreso Nacional cuando se trate de concesiones para capacidad superior a 500 HP. (LSNE, art. 7).

a) El régimen financiero y económico de la concesión. Las tarifas.

Organos que fijan las tarifas. El art. 23 de la Ley fundamental en la materia dispone que las tarifas para los servicios de energía eléctrica requieran la expresa y previa aprobación del Servicio Nacional de Electricidad, organismo que, de acuerdo con el art. 51 del ordenamiento citado, está facultado para convenir o contratar con los concesionarios normas variables de tarifas eléctricas. Es decir, se acepta en este último caso que la regulación de las tarifas constituye uno de los elementos contractuales de la concesión y no, como en la mayoría de los países que hemos examinado, que es una facultad reglamentaria que puede usarse unilateralmente por el Estado. El Servicio Nacional de Electricidad es el órgano a quien corresponde la celebración de los contratos o convenios con los concesionarios y la aprobación de las tarifas.

b) Elementos a considerar

a) Rendimiento. La ley no establece procedimiento o cifra alguna, declarando únicamente que se procurará que las tarifas sean de lo más favorables para el público consumidor, dentro del principio del servicio al costo, en tal forma que se permita al capital invertido apenas un "rédito justo" (LSNE).

b) La inversión remunerable. El rendimiento ("rédito justo") ha de calcularse según el art. 51 de la ley del Servicio Nacional de Electricidad, sobre el capital invertido, sin que este último concepto quede aclarado.

/En este

En este caso, "la estipulación de la ley en lo que respecta a tarifas está interpretada en el contrato entre la Comisión reguladora (Servicio Nacional de Electricidad) y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, que es la empresa eléctrica más importante del país. Según este contrato, la Compañía tiene derecho a percibir una rentabilidad del 10 por ciento sobre el llamado "capital neto invertido", el que se define como la diferencia entre la "inversión bruta" (bienes físicos según "avalúo justo" y capital de explotación) y las deudas y demás obligaciones de la compañía. En otras palabras, el capital "neto invertido" corresponde al capital en acciones más las reservas de utilidades, determinado indirectamente con base en el monto de las inversiones de la empresa".

c) Revaluación de los bienes afectados a la concesión. Para determinar "el valor justo" de los bienes de las empresas eléctricas, el Servicio Nacional de Electricidad está facultado para ordenar, cuando lo crea conveniente, que se efectúen avalúos, investigaciones, estudios e inventarios necesarios para este fin, quedando las empresas obligadas a cooperar en esos trabajos y a facilitar todos los datos y comprobantes que sirvan para fijar los valores invertidos en los negocios eléctricos (LSNE, art. 51).

d) Revisiones ordinarias y extraordinarias de las tarifas. Reajuste. El Servicio Nacional de Electricidad está facultado para convenir con las empresas, normas para el ajuste de tarifas eléctricas conforme se alteren las condiciones económicas que afecten el costo de los servicios; pero en todo caso, el alza de tarifas requerirá la aprobación del Poder Ejecutivo. (LSNE, art. 51). No se prevé pues un sistema de ajuste de tarifas tendientes a compensar en forma automática los aumentos o reducciones de los gastos de explotación.

e) Prohibición de discriminaciones. Se establece en la ley en su art. 22 la prohibición de fijar cuotas distintas para consumidores correspondientes a la misma clasificación o que se encuentren en condiciones iguales de utilización del servicio.

f) Contratación de créditos y emisión de títulos. Se establece en la ley y la legislación prevé que el Servicio Nacional de Electricidad ejercerá vigilancia sobre las finanzas y manejos comerciales de las empresas /eléctricas, para

eléctricas, para evitar en lo posible cualquier especulación con los bonos, cédulas, obligaciones hipotecarias, acciones y cualquiera de los valores antes citados requerirá en todo caso la previa aprobación del Servicio Nacional de Electricidad (LSNE, art. 54).

g) Régimen institucional de la energía eléctrica. Son dos los organismos que intervienen, en distinto nivel, en la actividad eléctrica: El Servicio Nacional de Electricidad y el Instituto Costarricense de Electricidad.

i) Servicio Nacional de Electricidad. Constituye fundamentalmente el órgano de control y vigilancia de la actividad eléctrica. En la ley se establece que dicho servicio es una institución que representa al Estado en todo lo que concierne a concesiones de aguas, fuerzas hidráulicas, generación, transmisión, transformación, distribución y compraventa de energía eléctrica.

ii) Instituto Costarricense de Electricidad. Tiene personalidad jurídica y patrimonio propio (art. 4 y 16 del Decreto-ley N° 449 del 8 de abril de 1949) y como institución autónoma ejerce su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo "guiándose exclusivamente por las decisiones de su consejo directivo el cual actuará conforme a su criterio y con apego a las leyes y reglamentos pertinentes y a los principios de la técnica" (art. 7 del Decreto-ley citado).

Quando el instituto mencionado actúe como empresa de servicio público de electricidad, quedará sujeto al control del Servicio Nacional de Electricidad en lo que se refiere a la aprobación de tarifas, contabilidad, control técnico y administrativo, etc. (art. 19 del Decreto-ley que examinamos).

4. Chile

En Chile la actividad eléctrica de suministro se encuentra en el campo de la iniciativa privada, sin excluir el control del poder público, ni la facultad del Estado de prestar directamente los servicios de electricidad.

El Estado mediante el acto de la concesión faculta a los particulares para desarrollar la actividad consistente en la prestación del suministro de energía eléctrica (art. 1° de la Ley General de Servicios Eléctricos del 24 de julio de 1959).

/La autoridad

La autoridad otorgante, de acuerdo al art. 15 de la ley citada, es el Presidente de la República, previo informe de la Dirección General de Servicios Eléctricos. Al igual que la Argentina la concesión de servicio eléctrico, solamente podrá ser traspasada o enajenada mediante la previa autorización del órgano otorgante (art. 78).

El Código de Aguas en su art. 23 señala que el aprovechamiento de los recursos hidráulicos de dominio público para la generación de energía eléctrica de uso colectivo, está sujeto también al otorgamiento de la correspondiente concesión; y el art. 30 establece que cuando se presentaren diversas solicitudes de concesión para unas mismas aguas, su otorgamiento se hará en el siguiente orden de preferencia: 1) servicios de agua potable de las poblaciones y centros industriales, 2) usos domésticos y saneamiento de poblaciones, 3) abastecimiento de ferrocarriles y elaboración de salitre, 4) riego, 5) plantas generadoras de fuerza motriz o eléctrica, 6) industrias, molinos y fábricas y 7) otros usos.

Los arts. 44 y 49 del citado Código dan un principio general a tener en cuenta: que es el de evitar que se perjudiquen los riegos. La ley de servicios públicos complementa en su art. 33 las disposiciones sobre concesiones estableciendo la norma de que frente a concurrencia de solicitudes deberá preferirse el proyecto que contemple mejor el servicio público y el mayor interés nacional, o aquel cuyos planes correspondan a una mejor concepción técnica de las obras.

Una norma de gran relevancia es el art. 22 de la Ley General de Servicios Eléctricos que establece legalmente el principio de que las concesiones de servicio público eléctrico no constituyen en ningún caso monopolio y, en consecuencia, no otorgan ningún derecho de exclusividad. Por lo tanto, podrá otorgarse una segunda concesión para la misma zona, en que esté operando otra empresa concesionaria, procurándose en todo caso la igualdad posible entre el primer y segundo concesionario.

a) Tarifas

i) Organos que las fijan. Siguiendo la tendencia legislativa actual la Ley General de Servicios Eléctricos en su art. 142 somete la venta de energía eléctrica a la previa fijación o aprobación de las correspondientes tarifas por el Estado; tarea que en este país se encuentra /encomendada a

encomendada a un organismo público especialmente creado para dicho fin: la Comisión de Tarifas. Este es un organismo público cuya finalidad específica o principal es la de intervenir en la fijación del capital inmobiliario y de los pliegos de tarifas de las empresas eléctricas. El Art. 156 de la ley fundamental en la materia establece la integración de esta comisión con representantes de diversos organismos: la Corporación de Fomento de la Producción, el Instituto de Ingenieros de Chile y la Confederación de la Producción y del Comercio.

Cuando se trate de empresas generadoras o distribuidoras de energía eléctrica, la Comisión de Tarifas deberá oír a un representante general de las empresas y a un representante general de los consumidores. El presidente del organismo es el Director General de Servicios Eléctricos.

Contralor importante sobre esta comisión lo ejerce la Contraloría General de la República.

ii) Elementos a considerar. El principio básico es el siguiente: la utilidad neta que deben producir las tarifas es determinada en relación con el valor del capital inmovilizado invertido avaluado a la fecha de la solicitud de fijación de tarifa. Se entiende por capital inmovilizado el costo de reemplazo de todas las obras, instalaciones y bienes físicos afectados a las respectivas concesiones (incluyendo los intereses intercalarios destinados a dar el servicio) considerados en su actual estado de conservación, los derechos, los gastos hechos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

A continuación la misma ley se ocupa de definir los bienes intangibles diciendo que ellos comprenden los gastos de estudio, organización y financiamiento de la empresa. Precisa también, que ellos no podrán ser superiores al cinco por ciento del valor de los bienes físicos. El capital de explotación incluirá el valor de los materiales de explotación de consumo y de repuesto que la empresa deberá mantener en stock de acuerdo con los reglamentos y el dinero necesario para la operación de la empresa.

Este capital no podrá ser superior a la cuarta parte de los gastos anuales de explotación de la empresa.

/Las inversiones

Las inversiones en bienes físicos no serán influenciadas por la depreciación con que se hayan emitido las acciones y bonos o por los intereses de los préstamos que se hayan tomado para reunir el capital necesario para ejecutar las obras, ni por las multas que se hayan impuesto al concesionario.

El capital inmovilizado de las empresas eléctricas se determina, previo informe de la Dirección General de Servicios Eléctricos, por la Comisión de Tarifas, mediante convenio mutuo con las empresas o en defecto de convenio mediante tasación pericial.

El índice que la Comisión de Tarifas debe tomar en cuenta para la fijación de tarifa es el siguiente: que ellas produzcan una utilidad neta anual del 10 por ciento sobre el capital inmovilizado vigente en la respectiva concesión.

Este principio el artículo 144 de la ley lo extiende también a las tarifas contenidas en el contrato de suministro que celebren empresas productoras, con empresas distribuidoras de servicio público eléctrico.

iii) Revaluación de los bienes afectados a la concesión. El artículo 141 de la ley establece que las empresas eléctricas de servicio público podrán revalorizar anualmente los activos de sus balances, bajo el control de la Dirección de Servicios Eléctricos, ajustándolos al valor de los bienes físicos del capital inmovilizado que haya sido determinado, haciendo las modificaciones correspondientes a sus pasivos, y expresando el equivalente en moneda corriente de las obligaciones en moneda extranjera, al tipo de cambio que esté vigente. Estas revalorizaciones, añade la ley, no constituirán renta para ningún efecto legal y serán además consideradas para la determinación del capital propio de las empresas.

iv) Revisiones ordinarias y extraordinarias de las tarifas. Reajuste. La fijación de tarifas se hace anualmente como lo establece la ley en sus arts. 140 y 147. Cada cinco años es fijado el valor del capital inmovilizado de las empresas pero en el lapso que medie entre dos fijaciones de capital inmovilizado, la Dirección General de Servicios Eléctricos, agregará anualmente el capital inmovilizado anterior al valor de los bienes físicos y derechos que se hayan incorporado a la empresa y los aumentos que haya experimentado el capital de explotación, como

/asimismo disminuirá

asimismo disminuirá el valor de los bienes físicos que se hayan retirado del servicio y los derechos que se hayan eliminado y restará las disminuciones del capital de explotación. Durante el mismo lapso, el valor del capital inmovilizado con los agregados y disminuciones señaladas, y con las deducciones por depreciación será aumentado o rebajado anualmente en la misma proporción en que varíen los índices del costo de la vida. Para esta operación no se considerará el valor de los bienes físicos incorporados a la empresa en los seis meses inmediatamente anteriores. Es este un procedimiento de reajuste automático de las tarifas, que regirá en todo caso cuando al expirar el plazo de cinco años y transcurridos seis meses de la presentación de la solicitud de nueva fijación de capital inmovilizado y de tarifas, no se llegue a fijarlas.

v) Las llamadas cláusulas de ajuste y compensación. Las empresas eléctricas pueden solicitar reajuste de sus tarifas por una sola vez, entre dos fijaciones anuales, en el caso de que hayan variado en más de un 10 por ciento los precios del combustible, los sueldos y salarios o el precio de compra, de toda o parte de la energía que adquiere una empresa distribuidora. Mientras se tramita el pliego de nuevas tarifas, la Dirección General de Servicios Eléctricos podrá utilizar su aplicación provisoria en todo o en parte, con los antecedentes que tenga en su poder.

No obstante lo expresado anteriormente, podrían fijarse tarifas provisionales en los siguientes casos: a) si una empresa eléctrica obtuviese en el ejercicio financiero una utilidad neta que exceda al 12 por ciento del capital inmovilizado, la Dirección podrá fijarle tarifas provisionales que reduzcan al 50 por ciento el exceso del 12 por ciento, b) si la utilidad neta no alcanzare en un año al 10 por ciento del capital inmovilizado, el concesionario tendrá derecho a la aprobación de un nuevo pliego de tarifas que tome en cuenta ese porcentaje.

La ley prevé un mecanismo especial a los efectos de paliar en algo los cambios que puedan producirse en las finanzas de una empresa como lo hemos señalado. Es así que cada empresa debe llevar, bajo control de la Dirección, una cuenta especial en la cual deberá acreditar cualquier /excedente producido

excedente producido en el ejercicio financiero de cualquier año sobre la utilidad neta del 12 por ciento del capital inmovilizado después de considerar la amortización establecida en el párrafo 4° del art. 145 que estamos analizando. Dicho párrafo establece que, si durante cualquier año una empresa obtuviere una utilidad neta inferior al 10 por ciento de su capital inmovilizado, tendrá derecho a completar dicho porcentaje con cargo a los fondos acumulados o que se acumularen en la mencionada cuenta.

vi) Estructuración de las tarifas. Las tarifas son proyectadas por las empresas eléctricas de servicio público debiendo someterse a la aprobación de la Comisión de Tarifas. Lo mismo ocurre con las modificaciones que sufran posteriormente. Las tarifas por aprobar o la propuesta de modificación deben publicarse mediante el "Diario Oficial" y algún periódico de la o las provincias las que deberán ser aplicadas. Esta publicación se realiza con la finalidad que los interesados puedan formular las observaciones que ellas les merezcan. El pliego de tarifas que las empresas de servicio público de distribución de energía eléctrica sometan a la aprobación de la Comisión de Tarifas debe ser informado por la Dirección General de Servicios Eléctricos dentro del plazo máximo de 60 días.

El pliego y este informe debe ser sometido a la Comisión de Tarifas quien fijará el pliego definitivo dentro del plazo de 15 días. Si no lo hiciera dentro de dicho plazo, el pliego de tarifas propuesto en el informe de la Comisión quedará aprobado.

Una vez aprobadas las tarifas o sus modificaciones deben ser anunciadas al público mediante publicaciones en la misma forma que se realizan las publicaciones de las tarifas aún no aprobadas y que detallamos ut supra.

vii) Fondos o reservas para reversión, depreciación, apliación, etc.
Fondo de Amortización. Establece el artículo 146 de la ley de Servicios Eléctricos que las empresas eléctricas de servicio público están obligadas a destinar a amortización de capital una cantidad equivalente al 50 por ciento de la suma en que la utilidad neta anual
/exceda del

exceda del 10 por ciento del capital inmovilizado. El fondo de amortización acumulado será reajustado, en proporción a los índices del costo de la vida.

Reserva para depreciación. El art. 148 de la ley considera entre los gastos de explotación a las reservas por depreciación, señalando que los gastos de depreciación no podrán ser inferiores al $2\frac{1}{2}$ por ciento ni superiores al 4 por ciento de los bienes físicos depreciables.

Para las empresas de teléfonos, cables u otros servicios públicos de telecomunicaciones son gastos de explotación los gastos de operación de todo el respectivo sistema de comunicaciones y los demás gastos enumerados en el inc. 3° de este artículo que se refiere a las empresas eléctricas de suministro de energía. Los gastos de depreciación para estas empresas no podrán ser inferiores al 2 por ciento ni superiores al 5 por ciento de los bienes físicos depreciables.

Contratación de créditos y emisión de títulos. En Chile (art. 68 de la LSE) los concesionarios pueden contratar préstamos sobre sus concesiones, obras e instalaciones, siempre que los fondos que se obtengan sean destinados íntegramente a obras de mejoramiento o ampliación de sus servicios, o a operaciones financieras que apruebe la Dirección General de Servicios Eléctricos y que estén relacionadas con la empresa.

b) Régimen institucional de la industria eléctrica. En este país la actividad eléctrica está regulada en sus distintos aspectos, por la Dirección General de Servicios Eléctricos y de Gas, y por la Comisión de Tarifas. También debe hacerse referencia a la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA).

i) Dirección General de Servicios Eléctricos y de Gas. Es una dependencia del Ministerio del Interior, a la que corresponde fundamentalmente la inspección y supervigilancia de la construcción y explotación de toda clase de obras y empresas de servicios eléctricos (LSE art. 158). Sus atribuciones están señaladas específicamente en el art. 150 de la ley de Servicios Eléctricos. Las que interesan al estudio que nos ocupa son las siguientes: 1) estudiar y someter a la aprobación de la Comisión de Tarifas, el convenio mutuo de fijación de capital inmovilizado de las empresas de servicio público y de sus modificaciones; 2) estudiar e /informar a

informar a la Comisión de Tarifas las solicitudes relativas a tarifas y sus condiciones de aplicación que presenten las empresas eléctricas de servicio público; 3) autorizar sin más trámites a las empresas eléctricas de servicios públicos, tarifas provisionales mientras se fijen las definitivas o se modifiquen las vigentes.

ii) Comisión de tarifas. Es un organismo público creado por el art. 155 de la ley de servicios eléctricos, cuya finalidad específica consiste en intervenir en la fijación de capital inmovilizado (base de la rentabilidad) y de los pliegos de tarifas de las empresas eléctricas. De acuerdo a lo establecido por el art. 9º del decreto Nº 243 del 30 de marzo de 1960, la Comisión de Tarifas está integrada en la siguiente forma: El Director General de Servicios Eléctricos y de Gas que la presidirá; un representante de la Corporación de Fomento de la Producción designado por el Consejo de la Corporación; un representante del Instituto de Ingenieros de Chile, designado por el Directorio del Instituto; un representante de la Confederación de la Producción y del Comercio, designado por su Consejo General, y un miembro de libre designación por el Presidente de la República.

La Comisión de Tarifas deberá incluir:

- a) Cuando se trate de tarifas y avalúos de las empresas generadoras o distribuidoras de energía eléctrica, a un representante general de tales empresas y a un representante general de los consumidores de energía eléctrica.
- b) Cuando se trate de tarifas y avalúos de las empresas telefónicas o de telecomunicaciones, a un representante general de dichas empresas y a un representante general de los usuarios de las mismas.

Se omitirá el trámite antes señalado, con respecto a cualquiera de los representantes aludidos que, citado para los efectos previstos en este artículo, no compareciere a la respectiva audiencia.

La Comisión de Tarifas no podrá funcionar con menos de tres miembros. En caso de empate en la votación de resoluciones que deba tomar la Comisión decidirá el Presidente de la Comisión.

/iii) Empresa

iii) Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA). Tiene por objeto explotar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación Nacional, aprobado por el Consejo de la Corporación de Fomento de la Producción y los que la sociedad confeccione, y apruebe dicho consejo; y por finalidad principal, la de suministrar energía eléctrica al mayor número de consumidores, directamente o por intermedio de otras empresas.

5. México

a) Tarifas

i) Órgano Regulador de la Tarifa. En este país se sigue la tendencia legislativa actual de someter la venta de energía eléctrica a la previa fijación o aprobación de las correspondientes tarifas por el Estado (LIE, art. 37 IRLIE art. 114). El decreto del 30 de diciembre de 1948, creó la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, como organismo descentralizado con patrimonio propio, personalidad jurídica entre cuyas facultades se encuentran las siguientes:

1. La fijación, revisión y modificación de tarifas eléctricas;
2. La interpretación de tarifas eléctricas;
3. La presentación de iniciativas sobre cualquier aspecto de la industria eléctrica que pueda tener relación directa con sus funciones principales (art. 1 y 3 del citado decreto).

Los dictámenes elaborados por la referida Comisión, cuando se trate de fijación, revisión o modificación de tarifas, deben ser conocidos no solamente de las partes interesadas en los respectivos procedimientos, sino también de las siguientes entidades o agrupaciones:

- Secretaría de Recursos Hidráulicos cuando esté de por medio algún aprovechamiento de Aguas de propiedad nacional,
- Comisión Federal de Electricidad,
- representantes de las Organizaciones Sindicales de Electricistas, tomadas en conjunto,
- Confederación de Cámaras Industriales,
- Confederación de Cámaras Nacionales de Comercio, así como de cualquier otra institución oficial o privada cuya opinión en el caso particular se estime conveniente conocer.

- /Las resoluciones

Las resoluciones respectivas de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas deben ser del conocimiento - con los antecedentes del caso - de la Secretaría de Industria y Comercio. Los acuerdos de la Comisión de Tarifas citada quedarán firmes si la Secretaría los aprueba expresamente o no los veta dentro del plazo de quince días después de haberseles dado a conocer. La Secretaría puede interponer el veto por escrito, exponiendo las razones en que lo funde, veto que tendrá el efecto de que el asunto vuelva a ser tratado por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, la cual no podrá emitir nuevo acuerdo en el mismo sentido del vetado. En todo caso se atribuye al Presidente de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas la función de coordinar la actividad de ese organismo con la política del Gobierno Federal en materia de regulación de la industria eléctrica (Reglamento de la ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 7).

ii) Elementos a considerar. Las tarifas deben fijarse sobre la base de permitir al concesionario una "utilidad razonable". Aclara el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (art. 142), que el tanto por ciento de rendimiento anual se fijará tomando como base los rendimientos que tengan otras empresas de servicios públicos y en general las de otras inversiones que sean semejantes desde el punto de vista de los riesgos, cuantía y el plazo. En ningún caso, dispone el Reglamento citado, se fijará un tanto por ciento inferior al más alto establecido para bonos y obligaciones del Estado, a menos que el propio concesionario solicite y se conforme con uno menor.

En todo caso el rendimiento deberá ser suficiente para cubrir los intereses de los bonos, obligaciones y valores emitidos por la empresa concesionaria con autorización de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas y además, la correspondiente utilidad al dinero propio de la empresa invertido en el negocio eléctrico. a) La inversión remunerable. En México, la base de la "utilidad razonable" que debe corresponder al concesionario, se fija en relación con el llamado "Capital Base de Tarifas", o sea la inversión hecha de manera prudente y adecuada que consiste en:

/1. Obras hidráulicas

1. Obras hidráulicas permanentes o no permanentes, equipos, instalaciones y demás bienes físicos;
2. Erogaciones por estudios de carácter general no atribuibles a obra determinada, concesiones, franquicias, derechos, organizaciones y establecimiento del negocio, y otros intangibles igualmente especificados;
3. Capital de operación, constituido por el importe de los materiales, combustibles en su caso, y numerario, suficiente para satisfacer anticipadamente las necesidades del negocio, entre tanto la empresa recibe de sus consumidores por pago de servicios cantidades equivalentes (Reglamento de la Ley Orgánica de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, art. 22).

De acuerdo con los artículos 7 de la Ley de la Industria Eléctrica y 274 y 275 de su Reglamento, el valor de las inversiones de las empresas eléctricas ya existentes al 31 de diciembre de 1941, se determinará por el sistema de valores unitarios uniformes para iguales clases y tipos de instalaciones y propiedades, de acuerdo con las tablas y reglas contenidas en el Reglamento mencionado.

Por lo que se refiere a las inversiones en bienes fijos efectuadas por los concesionarios con posterioridad al 31 de diciembre de 1941, se tomarán por su valor de costo en moneda nacional, en el momento en que fueron hechas, de conformidad con las autorizaciones dadas por la Secretaría de Industria y Comercio y las comprobaciones que rindan los interesados.

iii) Revisión de las Tarifas. A iniciativa de la Secretaría de Industria y Comercio o a solicitud de las empresas, podrán revisarse anticipadamente las tarifas, en los casos siguientes:

1. Cuando hayan variado fundamentalmente los factores económicos que sirvieron de base para calcularlas;
2. En los casos de interconexión.

/Las llamadas

Las llamadas Cláusulas de Ajuste y Compensación

La legislación mexicana contiene en el art. 143 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, una amplia y minuciosa regulación sobre la aplicación de factores de ajuste y compensación, en los casos de variación en el precio del combustible, de la energía comprada, en el costo de la hora de trabajo, en la tasa de los impuestos y en otros renglones que afecten los cargos y gastos de explotación.

Establece la disposición antes citada que las empresas tendrán el derecho y la obligación, respectivamente, de que se aumenten o disminuyan sus ingresos en la cantidad necesaria para compensar los aumentos o disminuciones que se produzcan en sus egresos por los siguientes motivos:

1. Variación en el precio del combustible;
2. Variación en el precio de la energía comprada;
3. Variación en el costo de la hora de trabajo, calculada tomando en cuenta los salarios y prestaciones sociales derivados de los contratos y de las leyes en la materia;
4. Variación en la tasa de los impuestos, o creación o supresión de tributos, exceptuándose los que graven las utilidades;
5. Variación en el monto de la provisión anual para el fondo de retiros y reemplazos.

Cada caso de variación de los conceptos de egresos citados antes, determinará, cuando proceda, la fijación del correspondiente factor de ajuste, previa solicitud de la empresa solicitada o a promoción de la Secretaría de Industria y Comercio.

Quando se hubieren autorizado o negado una o más compensaciones, y posteriormente, al término de un ejercicio, apareciere que por variación en la tasa de rendimiento de la empresa se han producido excesos o defectos de compensación, la empresa estará obligada a solicitar la correspondiente corrección de las compensaciones a fin de que se dicte una nueva resolución que permita la recuperación o restitución que proceda (México, RLIE, art. 143).

/Los datos

Los datos, elementos, límites, métodos y requisitos para la fijación y aplicación de los factores de ajuste, inherentes a las condiciones de cada empresa se consignarán en una cláusula que se incluirá en las disposiciones complementarias de sus tarifas, donde también se señalarán los datos e informes peculiares que se deberán proporcionar con su solicitud para la fijación de los factores de ajuste y la determinación del monto de la compensación correspondiente. (México, RLIE. art. 143.)

Las solicitudes de fijación de factores de ajuste y determinación de las derramas deberán quedar definitivamente resueltas en un plazo de 120 días, contado a partir de la fecha en que cada solicitud empiece a ser tramitada por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas. Si al término de dicho plazo no se ha dictado resolución definitiva, se tendrá como aprobada la solicitud en los términos de la misma, debiendo ponerse en vigor el factor de ajuste y la derrama propuestos (México RLIE. art. 143).

Cuando los factores de ajuste fijados de conformidad con la norma examinada, conjuntamente considerados, produzcan una compensación a favor o en contra de la empresa de más de 30 por ciento de los ingresos que esté percibiendo por venta de energía eléctrica, sin incluir las propias compensaciones, la empresa o la Secretaría de Industria y Comercio podrá solicitar o promover la revisión extraordinaria de tarifas.

En la hipótesis de situaciones súbitas y de carácter agudo, que provoquen de manera inmediata, ya sea directa o indirectamente, desequilibrio en la economía de las empresas que de no remediarse pudiera originar perjuicios graves y siempre que se trate de empresas que estén operando en zonas en que el índice de precios a juicio de la Secretaría de la Industria y Comercio, acuse diferencia apreciable con el índice general de los precios de la región central del país y que además importen energía eléctrica en proporción no menor del 50 por ciento de sus necesidades de suministro, la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas, a solicitud de la Empresa afectada o a moción de la Secretaría de Industria y Comercio y sin más trámites que el de la formulación de la ponencia respectiva y la celebración de una junta de su Consejo Directivo podrá autorizar a dicha empresa a poner en vigor a partir de la fecha que se indique en la resolución, los aumentos que en concepto de la citada Comisión sean estrictamente indispensables para restablecer el equilibrio económico de la empresa en cuanto

/haya sido

haya sido alterado por la situación que se trata. La Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas deberá resolver lo que estime procedente dentro de los 10 días siguientes a la fecha en que hubiere recibido la solicitud correspondiente. Si transcurrido ese plazo no se hubiere dictado resolución, se tendrá por autorizado el ajuste solicitado. Al quedar firme la resolución, la citada empresa deberá presentar dentro de los 60 días siguientes a la fecha en que se haya originado la variación correspondiente, formar solicitud de fijación de factor de ajuste definitivo o de revisión de tarifas, según proceda legalmente y como mejor convenga a sus intereses. Si la empresa no cumple con esta obligación dentro del plazo de 60 días citado, al vencimiento de éste, la resolución de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas quedará insubsistente y, por tanto, sin efecto los aumentos autorizados. Los efectos de la resolución a firme de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas sobre factor de ajuste definitivo o revisión de tarifas se retrotraerán a la fecha en que haya ocurrido la variación que originó el aumento haciendo en su caso el ajuste que por tal motivo proceda (México, RLIE art. 143.).

Estructuración de las Tarifas. Principios

En relación con este problema, la legislación mexicana (RLIE, art. 141) dispone que en la estructuración de las tarifas y en la determinación de las cuotas relativas, se tendrán en cuenta no solamente las características del consumo sino también las finalidades de los servicios con el objeto de favorecer a aquellos que representen una mayor utilidad social.

Fondos o Reservas para Reversión, Depreciación, Ampliación, etc.

a) Entero anual del 2 por ciento. Establece el inciso a) del art. 7 de la ley de la Industria Eléctrica, que el concesionario con capacidad de suministro mayor de 100 kW, cubrirá al Gobierno Federal, durante el plazo de 50 años de su concesión una cantidad igual al valor de las inversiones hechas para la prestación del servicio, con excepción de las obras hidráulicas permanentes, en forma de un entero anual de la cantidad equivalente al 2 por ciento de dicho valor. Esta cantidad que el concesionario debe entregar al Gobierno Federal, será tomada en cuenta para los efectos de la fijación de tarifas (RLIE art. 7, inc. c).

/En esta

En esta forma al vencimiento de la concesión, el concesionario podrá retirar las instalaciones y disponer de todos los bienes afectos al servicio, con excepción de las obras hidráulicas permanentes que hubiere construido, las cuales quedan a beneficio de la nación sin compensación alguna (RLIE art. 7 inc. f), sin perjuicio en todo caso del derecho de adquirir aquellas instalaciones y bienes del Estado. Esta obligación de efectuar el entero anual del 2 por ciento sólo será exigible cuando el rendimiento obtenido por el concesionario en el ejercicio anual correspondiente haya sido igual o mayor al que les fue fijado en las tarifas, ya que en caso contrario, y siempre que no se deba a causas imputables a él, el concesionario tendrá el derecho de tomar a título de compensación para ser aplicada a su rendimiento la parte del 2 por ciento necesaria para completar el rendimiento que le hubiere sido concedido en las tarifas (RLIE, art. 62).

Además, la Secretaría de Industria y Comercio podrá renunciar total o parcialmente, y por determinado tiempo, al derecho que el Gobierno Federal tiene de percibir el entero cuando al practicarse los estudios necesarios para la fijación de tarifas se estime que la inclusión total o parcial del cargo correspondiente determinaría una elevación en las tarifas que se considere inconveniente (RLIE, art. 62).

El concesionario puede solicitar autorización para utilizar la cantidad que en determinado ejercicio le corresponda enterar por concepto del 2 por ciento para la ejecución de obras de ampliación. La cantidad que corresponda podrá quedar en poder del concesionario, en calidad de préstamo, siempre y cuando funde su petición en el hecho de que no cuenta con los fondos necesarios para ejecutar obras de ampliación en sus instalaciones (RLIE, art. 64).

La suma total que el Gobierno Federal obtiene por la suma de recaudaciones de las cantidades correspondientes a este entero anual del 2 por ciento se destina a incrementar el patrimonio de la Comisión Federal de Electricidad, para los fines propios de su objeto (RLIE, art. 7 inc. e.).

/b) Fondo

b) Fondo de Retiros y Reemplazo

Los concesionarios deberán separar anualmente de sus ingresos, durante los primeros cincuenta años de su concesión, la cantidad necesaria para constituir un fondo de retiros y reemplazos, cantidad que se fijará tomando en cuenta las condiciones de los bienes destinados a los fines de la concesión y demás factores que los afecten. En el transcurso del período de que se trata, los concesionarios no podrán hacer cargo alguno a las tarifas por depreciación o amortización de los bienes sujetos al sistema de retiros y reemplazos (RLIE, art. 26). Las tarifas, dice el art. 44 del Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica, permitirán la constitución de un fondo de retiros y reemplazos, destinado a cubrir al concesionario de las pérdidas que le originen los bienes que deben ser retirados y reemplazados. Este fondo tendrá que tener una cantidad igual al valor aprobado de las instalaciones y equipos que se retiren, más el importe de los gastos que originen esos retiros. Esa cantidad en ningún caso excederá del 5 por ciento del valor atribuido a las propiedades del concesionario, exceptuadas las obras hidráulicas permanentes. Los retiros de bienes se harán con cargo al fondo mencionado, aplicando a éste el valor de salvamento de los mismos (RLIE, art. 144).

El fondo de retiros y reemplazos será manejado por el concesionario según estas bases:

1. Deberá conservar en efectivo por lo menos un 20 por ciento;
2. El 80 por ciento restante podrá invertirlo;
 - a) En ampliación de sus instalaciones,
 - b) En valores públicos y privados de los aprobados por la Comisión Nacional de Valores, para inversión de las instituciones de crédito, seguros y fianzas.

Los rendimientos producidos por las inversiones citadas incrementarán el referido fondo y disminuirán al mismo tiempo las eventuales pérdidas que dichas inversiones puedan producir (RLIE, art. 156).

c) Reservas para Amortización y Depreciación.

Los concesionarios de servicios públicos con capacidad de suministro de más de cien kW quedan facultados para hacer durante el segundo período de vigencia de sus concesiones una reserva anual para amortización de las obras hidráulicas permanentes (RLIE art. 7 inc. b y RLIE, art. 164).

/También podrán

También podrán hacer una reserva anual para depreciación de los demás bienes, siempre y cuando no prefieran mantener el sistema de constitución de un fondo de retiros y reemplazos. Al término del primer período de cincuenta años el saldo que pudiera haber del fondo de retiros y reemplazos, quedará automáticamente como primera partida de la reserva de depreciación (RLIE art. 161 y 164). Los concesionarios estarán también facultados para amortizar durante el segundo período de vigencia de las concesiones los valores intangibles que formen parte del capital base de tarifas (RLIE, art. 164).

Las cuotas de amortización y depreciación que se fijan en ningún caso serán mayores del 4 por ciento anual sobre el valor de los bienes que se trate de amortizar o depreciar (RLIE, art. 165).

Contratación de Créditos y Emisión de Títulos

De acuerdo a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica en sus artículos 28 y 29 y en el respectivo reglamento en el art. 169, los concesionarios deben obtener autorización de la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas para emitir acciones, obligaciones y otros valores, así como para contratar la obtención de capital para los fines de su concesión. Las emisiones y contratos citados sólo serán autorizados cuando sean necesarios para los fines de la concesión de que se trate, y deberán sujetarse a tales condiciones que los capitales que se obtengan en virtud de ellos, serán redimibles mediante los ingresos que se reciban por la explotación de la concesión, sin que se tengan que elevar las tarifas en forma perjudicial para los consumidores. Añade la ley que el pago de intereses por las empresas eléctricas, sobre bonos, obligaciones u otros valores, sólo se tomarán en cuenta al aprobar las tarifas, cuando las operaciones respectivas hayan sido autorizadas por la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas. No se requiere dicha autorización para obtener créditos con vencimiento máximo de un año, siempre y cuando el total de estos créditos no sea superior en ningún momento al 50 por ciento de sus gastos de explotación en el año fiscal inmediatamente anterior, en la inteligencia de que la obtención de estos créditos no determinará elevación en las tarifas.

Régimen Institucional de la Industria Eléctrica

Tienen intervención preponderante en las actividades de la industria eléctrica la Secretaría de Industria y Comercio (Dirección General de Electricidad), la Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas y la Comisión Federal de Electricidad.

a) Secretaría de Industria y Comercio (Dirección General de Electricidad)

Es el órgano regulador o de control al cual el Poder Ejecutivo ha encomendado la regulación de la generación de energía eléctrica, su transformación, transmisión, distribución, exportación, importación, compraventa, utilización y consumo, a efecto de obtener su mejor aprovechamiento en beneficio de la colectividad (RLIE, arts. 1º y 2º), con amplias facultades de inspección y vigilancia sobre tales actividades en los aspectos técnico, contable, financiero y administrativo.

b) Comisión de Tarifas de Electricidad y Gas

Es un organismo público descentralizado con personería jurídica y patrimonio propio, creado por el decreto de 30 de diciembre de 1948, cuyas principales finalidades son:

1. La fijación, revisión y modificación de tarifas generales y
2. La interpretación de dichas tarifas.

También corresponde a la Comisión la aprobación de las cláusulas de ajuste y compensación, resolver sobre la procedencia y cuantía de las compensaciones, la fijación de los factores de ajuste y la corrección de los excesos o defectos de compensación.

c) Comisión Federal de Electricidad

Fue creada por la ley de 14 de agosto de 1937, con el objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, "basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener un costo mínimo y el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales".

Capítulo IV

LA TARIFA Y LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

Es evidente que la política tarifaria de la empresa eléctrica se vincula estrechamente con la metodología de proyección de la demanda.

En todo plan financiero el esquema tarifario debe aplicarse al mercado actual de energía eléctrica y a su evolución probable en el futuro cercano ya que no es posible - cualquiera sea el marco institucional y legal en que se desenvuelva la empresa - realizar cambios muy frecuentes en las tarifas.

Ya se han examinado en un trabajo de la Secretaría los aspectos fundamentales del problema metodológico de proyección de la demanda. En el mismo se clasificaron los métodos de proyección en tres grandes grupos, a saber: 1) métodos de extrapolación simple temporal; 2) métodos de proyección de segundo orden; 3) métodos directos o de encuesta.

Dentro de los métodos utilizados en América Latina en materia de proyección de demanda se observa que la tarifa cumple un rol pasivo en lo que respecta al plan financiero de la empresa. Es decir - que dicho plan se elabora sobre la base de que, por una parte es necesario cubrir los costos de producción bajo determinadas condiciones mientras que por la otra debe atenderse una demanda que irá creciendo según la tendencia pasada corregida por los cambios previstos en el ingreso o en la actividad industrial o en el ritmo de electrificación de la industria o del hogar. El sistema tarifario resulta ser entonces aquel que aplicado a esa demanda prevista permite una recaudación que cubre los costos y proporciona una utilidad razonable.

Esta forma de elaborar el plan financiero de la empresa eléctrica ha sido criticada severamente por parte de quienes sostienen que tiene el defecto fundamental de ignorar el rol dinámico de la tarifa en la demanda. Por ejemplo, la controversia entre los partidarios de la empresa estatal y los de la empresa privada en el campo eléctrico en los EE.UU ha girado fundamentalmente sobre este aspecto de la elasticidad - precio de la demanda y el problema - estrechamente vinculado a éste - de la posibilidad de reducir los costos unitarios al aumentar el volumen de venta de energía.

/El punto

El punto de vista de quienes postulan reducciones tarifarias destinadas a promover la venta de energía eléctrica está muy claramente expresado en los "rate papers" de la American Public Power Association.

En los mismos se extiende la crítica no solamente a la política tarifaria de las empresas eléctricas privadas sino al concepto y al mecanismo de regulación de las tarifas realizado generalmente por comisiones estadales. En las palabras de Leland Olds, dicho sistema es anticuado por estar basado fundamentalmente en los datos del último año "en el cual los ingresos fueron limitados por las ventas y estas a su vez limitadas por tarifas basados sobre costos que corresponden a ventas restringidas."

En ausencia de mejoras en el factor de carga y aparte de las reducciones en costos unitarios de potencia y energía que puedan provenir de economías de escala en gastos de inversión y operación, la posibilidad de reducir las tarifas eléctricas al aumentar el consumo proviene fundamentalmente de la disminución de los gastos de distribución por kWh vendido.

Desde este punto de vista, pues, es de suma importancia distinguir entre las diversas formas de crecimiento de un sistema eléctrico. El sistema puede crecer y generalmente así lo hace, en dos dimensiones diferentes; en extensión y en intensidad o sea, dicho de otra manera, sea por la incorporación de nuevos consumidores o por un incremento en la demanda de los consumidores ya existentes.

Para la descripción del ritmo de expansión de un sistema eléctrico y muy particularmente para la elaboración del plan financiero y de una política tarifaria adecuada, es pues de gran importancia el conocimiento y el análisis de las velocidades con que crece el mismo en extensión y en intensidad, o sea, cual es la tasa de incremento en el número de servicios conectados - discriminados por tipo de servicio - y cual es la tasa de incremento en el consumo promedio por servicio.

Como los costos de inversión y de operación del sistema de distribución no crecen en proporción a la cantidad de energía transportada, es posible reducir sustancialmente los costos unitarios. El cuadro siguiente corresponde a las estimaciones de Leland Olds para diferentes niveles de consumo residencial variando entre 600 y 30 000 kWh anuales.

/Cuadro III

Cuadro III
 COSTOS DE SERVICIO DE CONSUMIDORES RESIDENCIALES PARA DIVERSOS
 NIVELES DE CONSUMO

Consumo anual (kWh)	Relación de inver- sión	Costos de inver- sión (pesos)	Costos de adminis- tración (pesos)	Total costos distribución (pesos)	Costos totales (pesos)	Por año (pesos)	Por mes (pesos)	Por kWh
600	0.51	7.77	7.06	14.83	5.46	20.29	1.69	3.38 ¢
1 200	0.70	10.58	7.34	17.92	10.94	28.26	2.41	2.41 ¢
1 800	0.80	12.10	7.49	19.59	16.40	35.99	3.00	2.00 ¢
2 400	0.90	13.61	7.54	21.15	21.86	43.01	3.58	1.79 ¢
3 000	1.00	15.12	7.69	22.81	27.32	50.13	4.18	1.67 ¢
6 000	1.38	20.87	8.27	28.75	54.64	83.39	6.95	1.39 ¢
9 000	1.61	24.34	8.62	32.96	81.96	114.92	9.58	1.28 ¢
12 000	1.80	27.22	8.91	36.13	109.28	145.41	12.12	1.21 ¢
15 000	1.99	30.09	9.20	39.29	136.60	175.89	14.65	1.17 ¢
18 000	2.18	32.96	9.49	42.45	163.92	206.37	17.20	1.15 ¢
21 000	2.37	35.83	9.78	45.61	191.24	236.85	19.74	1.13 ¢
24 000	2.56	38.71	10.07	48.78	218.56	267.34	22.28	1.11 ¢
27 000	2.75	41.58	10.36	51.94	245.88	297.82	24.82	1.10 ¢
30 000	2.94	44.45	10.65	55.10	273.20	328.30	27.36	1.09 ¢

Fuente: Leland Olds: "A new concept in residential electric rates", APPA Rate Paper N°1.

Nota: El cuadro se basa en costos promedio energía en bloque de 9.1 mills por kWh.

/Obsérvese que

Claro está que no debe olvidarse que el ingreso neto de la empresa eléctrica no aumenta en la misma medida en que se reducen los costos unitarios de distribución al aumentar el nivel de consumo por servicio conectado, pues en general al ser las tarifas del tipo de bloques sucesivos con precios descendentes el aumento de consumo hace que disminuya el precio promedio por unidad de energía tomada a la red.

Dentro de esta tendencia de favorecer altos niveles de consumo por servicio conectado es de interés mencionar algunos de los tipos de tarifas que aconsejan sus propugnadores. En el mismo análisis de costos de Leland Olds a que ya se ha hecho referencia se sugiere la siguiente tarifa residencial:

Primeros 50 kWh mensuales.....	3 centavos de dólar/kWh
Los siguientes 50 kWh.....	2 "
Los siguientes 400 kWh.....	1.5 "
Exceso sobre 500 kWh mensuales.....	1.2 "

Otra de las tarifas correspondientes a una política de mayor progresividad en la promoción de la venta de energía eléctrica es la llamada "all electric home rate schedule" del tipo de la vigente en Seattle City Light y destinada a sustituir integralmente otras formas de energía por electricidad en el consumo energético residencial.

La tarifa de Seattle (Washington) comprende un mínimo mensual de 7 dólares que cubre un consumo de 500 kWh y una tasa fija de un centavo de dólar por cada kWh adicional. Este último precio unitario subiría a 1.5 centavos durante los meses fríos para el bloque de energía que exceda el promedio de los otros meses o 1 500 kWh (se toma el más alto de estos dos umbrales de consumo).

Se comprende que, al aumentar el nivel de consumo por servicio residencial conectado y disminuir entonces el costo de servicio por unidad de energía entregada se modifica también sustancialmente la composición del costo total de esa unidad de energía. Supongamos, para simplificar las ideas, una compañía distribuidora que compra su energía en bloque a un /centavo de

centavo de dólar por kWh. Para un consumidor residencial de 600 kWh anuales dicho costo representa una cuarta parte del costo total para la empresa vendedora pero cuando ese consumidor llega al nivel de 6 000 kWh anuales, el costo de la energía en bloque representa cerca de los dos tercios del costo total del servicio y cuando llega a 25 000 kWh anuales significa más del 80 por ciento.

Si referimos estos porcentajes a costos incrementales o marginales y no a costos promedios la diferencia es aún más notable. Por encima de los 6 000 kWh de consumo por servicio conectado, más del 85 por ciento del costo incremental de la energía corresponde a los costos de entrega en bloque.

Las empresas privadas de electricidad de los EE.UU. agrupadas en el Edison Electric Institute han sostenido que no les es posible seguir una política tarifaria similar a la de las empresas de propiedad pública debido a que la exoneración impositiva y la disponibilidad de capital a tasas de interés nulas o reducidas de que disfrutaban estas últimas hace que sus costos totales sean menores. En este sentido, agregan, dichas tarifas excepcionalmente bajas que llevan a consumos tan elevados por servicio debido al desplazamiento total de otras formas de energía constituyen un subsidio del Estado a determinadas regiones del país - lo que puede o no ser justificado según los casos - y una distorsión en el mecanismo de precios del sector energético que fomenta sustituciones antieconómicas lo que - esto sí - es injustificado e inconveniente en todos los casos.

La controversia y los argumentos de ambas partes son del mayor interés y deberían ser analizados con atención por quienes tengan a su cargo la planificación eléctrica en América Latina debido a que en gran parte son problemas relevantes a todo desarrollo eléctrico.

Pero también importa reconocer las diferencias sustanciales que presenta el problema dentro del ámbito de América Latina.

Aparte del problema del pago de impuesto y de la tasa de interés del capital que juega un rol importante en la controversia APPA-EEI la validez del punto de vista del primer grupo se basa en una disminución

/de los

de los costos unitarios de servicio. Pero ello se logra, nótese bien, mediante una inversión no proporcional pero asimismo considerable en el sistema de distribución.

Y si bien esa inversión adicional será menor - a igualdad de aumento en la demanda de energía - en el caso en que se incremente más la intensidad del servicio eléctrico que su extensión, no debe olvidarse que a este argumento de una mayor rentabilidad se oponen razones sociales y políticas que tienden a acelerar en extensión del servicio.

En síntesis pues: el aumento del consumo eléctrico mediante la reducción de tarifas exige inversiones adicionales y es bien sabido que el capital es un factor sumamente escaso cuando se trata de expandir sistemas eléctricos. A tal punto es ello cierto que ya se ha notado en documentos presentados al Seminario de México que dicha escasez tenía como consecuencia - aparte de una incapacidad para atender la demanda actual y potencial - que las inversiones en redes de distribución fuesen menores de lo que sería necesario para asegurar una calidad satisfactoria del servicio. Esta asignación inadecuada de la inversión resulta de las necesidades imperiosas de los sectores de generación y transmisión de energía eléctrica por una parte y de la limitación en los recursos financieros totales por la otra.

De ahí que en las condiciones actuales de la mayor parte de los países de América Latina resulte poco aconsejable encarar una política de reducción sistemática de las tarifas eléctricas destinadas a incentivar las ventas, excepto en aquellos casos en que resulte claro que esta política es compatible con un programa energético racional y que no requiere inversiones adicionales por un monto desproporcionado con las posibilidades del país y de las metas de su plan económico.

A este punto nos referiremos con más extensión en el capítulo sexto al tratar el problema de la tarifa considerada como elemento de la política energética y de la programación económica general.

a) La unificación de tarifas

En el curso de una de las sesiones del Seminario de México se mencionó el hecho de que en 1950 el monopolio eléctrico estatal del Uruguay estableció un sistema único de tarifas que se aplica a todo el territorio del país.

Esta afirmación provocó curiosidad por parte de algunos asistentes y en ciertos casos se interpretó - erróneamente - que la mención de este hecho se había efectuado con el ánimo de establecer un ejemplo y la recomendación de que el mismo fuese seguido por otros países.

Por estas razones estimamos conveniente efectuar algunas precisiones sobre el problema.

A los efectos de permitir un uso óptimo de los recursos disponibles el sistema de precios de los bienes y servicios respectivos debe ser tal que - como norma general - estos representen lo más exactamente posibles los costos reales de producción que para la comunidad significa la disponibilidad de dichos bienes. La tarifa eléctrica pues debe ser tal que los costos medio y marginal para el usuario se aproximen a los de producción de la empresa eléctrica en las condiciones y lugar que el consumidor requiere.

Resulta obvio que el establecimiento de una tarifa única para todo el país viola esta norma fundamental, y, por consiguiente, sólo debiera acudirse a dicho procedimiento cuando existen claras razones de interés general que permiten justificar una excepción de esta índole.

En lo que se refiere a una región determinada, la dispersión de costos dentro de la misma puede ser suficientemente pequeña para que la ganancia obtenida por la simplificación - para el vendedor y para el comprador - resultante de la unificación compense las pequeñas distorsiones que ella provoque en la demanda. Ello sucede muy frecuentemente, por ejemplo, en el caso de los sistemas interconectados de grandes centros de generación y consumo. En tales sistemas es teóricamente posible asignar costos - particularmente los de transmisión - en tal forma que cada centro de consumo absorba realmente la carga adicional que su incorporación significó para el sistema interconectado.

Pero en muchos casos esta especie de "despacho de gastos" entre centros de consumo es demasiado engorroso cuando se trata de una sola compañía proveedora de energía dentro del sistema interconectado y se prefiere establecer por simplicidad una tarifa única para todos esos centros.

/Claro está

Claro está que no sucede lo mismo cuando dos empresas diferentes interconectan sus sistemas para efectuar un "pool" de reservas y transferencias ocasionales de energía en diferentes momentos del día. En tal caso se establecen precios adecuados para dichas transferencias pero difícilmente se llega a la unificación de las tarifas en los territorios servidos por las respectivas empresas, lo cual, aparte de los posibles problemas políticos y administrativos que acarrearía, podría resultar antieconómico si en dichos territorios los costos de otras formas de energía fuesen también diferentes.

Supongamos ahora que en un país determinado una empresa eléctrica dispone de un sistema interconectado que abastece a la región más desarrollada, urbanizada e industrializada del país y que además dispone de una cantidad de pequeñas usinas a vapor o Diesel que abastecen centros aislados de consumo en el resto del país. Tal es, por otra parte, el panorama general en casi todos los países de América Latina. ¿Se justifica en tal caso la unificación de las tarifas?

Como regla general, creemos que la respuesta a esta pregunta debe ser negativa, aunque, claro está, sea posible establecer limitaciones y excepciones. Por ejemplo, establecer tarifas inferiores a los costos reales para aquellos centros aislados en que la solución contraria implicaría precios tan elevados que desalentarían en sumo grado el uso de los aparatos eléctricos más indispensables para el hogar. El déficit consiguiente en la explotación del servicio deberá ser reconocido entonces como un subsidio que se paga a los consumidores de dicho centro por razones de interés social. ¿Quién pagará dicho subsidio? En teoría sería lo lógico que el mismo estuviese a cargo del Estado que retribuyese a la empresa eléctrica por la prestación de dicho subsidio. En la práctica sabemos que generalmente no ocurre así, sino que la empresa recarga sus tarifas de venta en la región de bajo costo de producción para compensar por el déficit de explotación en las regiones de altos costos. En definitiva entonces la empresa eléctrica se transforma en un mecanismo de transferencia de un subsidio pagado por los consumidores de energía en la zona más desarrollada a los consumidores de energía en la zona menos desarrollada. Como en el caso de la mayoría de los subsidios otorgados a través de modificaciones en el sistema de precios el error consiste no tanto en la existencia del subsidio sino en la ignorancia que se tiene de dicha existencia y de la carga real que la misma significa para la colectividad.

Capítulo V

FUNCION DE COSTO DE LA EMPRESA ELECTRICA Y EL PROBLEMA DE ASIGNACION DE GASTOS POR CONSUMIDOR

1. Generalidades

La política de precios en una determinada actividad está estrechamente vinculada a las características técnico-económicas de los bienes o servicios que esa actividad produce.

En lo que se refiere al servicio eléctrico uno de los rasgos esenciales que lo caracterizan desde el punto de vista económico es su carácter de monopolio. En consecuencia se le aplicará lo pertinente pero con las serias limitaciones y modificaciones impuestas por la existencia generalizada de mecanismos gubernamentales de regulación tarifaria, la teoría de formación de precios de la firma monopolista.

Pero además la tecnología del proceso establece determinadas condiciones que son peculiares a este sector. Así en el caso de la energía eléctrica, aunque aparentemente el producto es homogéneo, existe por así decirlo, una heterogeneidad temporal derivada de la imposibilidad de almacenar la producción. Es este almacenamiento el que, en la mayoría de las industrias, permite regularizar el régimen de producción aún frente a una demanda muy irregular a través del tiempo.

En el caso del servicio eléctrico, éste debe tener una capacidad productiva igual a la demanda máxima instantánea del consumo aunque luego esa capacidad esté en gran parte ociosa a lo largo del año. De ahí que la homogeneidad en el producto no se traduzca en una homogeneidad en el costo.

Esta característica o exigencia en lo que respecta a la satisfacción de la demanda instantánea máxima se encuentra también en otras actividades de servicio público, como el transporte colectivo de pasajeros y, en menor grado debido a que hay posibilidades limitadas de almacenamiento, la distribución de gas y de agua potable. Así, por ejemplo, el hecho de que algunas compañías de aviación tengan tarifas especiales para vuelos nocturnos o para determinadas épocas del año, se basa en las
/mismas razones

mismas razones por las que muchas empresas eléctricas reducen los precios de venta para la energía vendida en determinadas épocas del año u horas del día.

Es evidente que existen algunos principios en materia de política de precios que son comunes para todas estas "actividades económicas de servicio instantáneo" y que, por consiguiente, las normas más racionales para tarifas eléctricas pueden tener cierto campo de aplicación en el caso de las otras actividades que participan de esa característica en la prestación del servicio.

A los efectos de obtener un grado de aprovechamiento óptimo de la capacidad instalada en la actividad de servicio instantáneo deberá tratarse en lo posible de nivelar la demanda a lo largo de un cierto período de tiempo. De ahí surge, como es natural, la idea de establecer precios diferenciales según el momento en que el consumidor demanda la prestación del servicio. Cada consumidor tendrá su característica de preferencia horaria, o, dicho de otra manera, su curva de demanda supuesto, un precio uniforme para la unidad de medida del servicio. Pero esa preferencia tiene un precio y, establecida una diferenciación en las tarifas según el momento de la demanda, el consumidor cambiará su curva y, por consiguiente, también cambiará el grado en que su demanda contribuye a recargar los costos de la empresa vendedora.

En general, si llamamos D_{ij} a la demanda del consumidor i - o del grupo de consumidores i para el caso en que podamos clasificarlos en ciertas clases más o menos homogéneas y de comportamiento estadístico uniforme y diferenciado - en el intervalo de tiempo j dentro del período que se considera y si denotamos por p_j el precio unitario de la prestación del servicio en ese intervalo, tendremos que la demanda respectiva será función de la totalidad de los precios o sea que:

$$D_{ij} = f_{ij}(p_1, p_2, \dots, p_n)$$

De ahí que sea necesario a los efectos de fijar un sistema de precios óptimo al conocimiento de la reacción de los consumidores a estas diferencias temporales en los precios. Téngase en cuenta también

/que lo

que lo que interesa es el resultado global en el diagrama de cargas de los desplazamientos horarios de los consumos individuales ya que de nada serviría efectuar una simple traslación de dicho diagrama adelantando o postergando la punta de la demanda pero manteniendo la misma relación entre su área y su ordenada máxima.

En la misma forma debe tratarse de obtener una diferenciación correcta en el precio del servicio según sea la seguridad o garantía que el concesionario atribuye al mismo y que debe ser específicamente expresado en el contrato respectivo con el usuario, muy particularmente en el caso en que este último es una unidad productiva del sistema económico. El costo de una seguridad adicional para la empresa vendedora del servicio debe ser cubierto por el beneficio que esa seguridad significa para el comprador y es obvio que ese beneficio no es el mismo para los diferentes procesos manufactureros que en algunos casos pueden interrumpirse sin grandes sacrificios en ciertas horas o días del año mientras que en otros dependen fundamentalmente de la continuidad en la operación del proceso tecnológico correspondiente.

Creemos que los aspectos de calidad y seguridad del servicio con sus respectivas garantías contractuales y costos consiguientes han sido excesivamente descuidados en la América Latina y a ellos nos referimos con algo más de detalle en los apéndices de este capítulo.

Veamos a continuación algunos aspectos relacionados con la función de costo de la empresa eléctrica y en particular el difícil problema de la asignación de los gastos de demanda entre diferentes grupos de consumidores.

2. Gastos fijos y gastos variables

Los gastos de empresa para el tipo de servicio descripto en nuestra introducción (en particular, empresa de energía eléctrica) pueden clasificarse en dos grandes grupos:

a) Gastos fijos:

Son los que se requieren para tener la central dispuesta a suministrar la demanda máxima durante un corto tiempo razonable (por ejemplo, media hora). Estos gastos pueden llamarse también gastos de demanda y comprenden:

/i) Cargas

- i) Cargas fijas del capital invertido (intereses, amortizaciones, impuestos, seguros y depreciación).
- ii) Gastos generales de explotación para mantener la central en marcha sin carga, pero dispuesta a suministrar el servicio que se le reclame.
- iii) Gastos generales de la clientela como contabilidad, lectura de medidores, facturación, cobro y otros.

Observamos pues que, en los gastos fijos, figuran no solamente las cargas de capital (rubro a) sino además una parte de los gastos de explotación (rubros b y c), porque las instalaciones han de estar siempre dispuestas a satisfacer un llamado del consumo y por lo tanto se trata de gastos fijos necesarios para mantener la instalación potencialmente apta para responder a ese llamado.

b) Gastos variables:

Son los que se requieren para prolongar la entrega de servicio, suponiendo que la exigencia del consumo se prolonga después del corto tiempo mencionado en el rubro de los gastos fijos. Estos gastos comprenden:

- i) Combustible (o fuente de energía, en general).
- ii) Mantenimiento.
- iii) Materias primas varias (aceite, etc.).
- iv) Gastos del departamento comercial (nuevos negocios, propaganda, etc.)

Estos cuatro rubros pueden reagruparse y dividirse luego en dos grandes categorías, que podemos llamar:

- Gastos de consumo.
- Gastos de atención o servicio.

Estas consideraciones nos conducen pues a tres principales conceptos en cuanto a los gastos de empresa:

1. Gastos de demanda.
2. Gastos de consumo.
3. Gastos de atención o servicio.

Quando se encara el problema de la repartición de esos gastos entre los distintos grupos de consumidores, a los fines de una tarificación

/consecuente con

consecuente con esa repartición, se aprecia en seguida que los gastos de consumo y los de atención se reparten fácilmente entre los consumidores. En efecto, los gastos de consumo pueden repartirse proporcionalmente a los consumos; los gastos de atención pueden repartirse por ejemplo asignando a cada consumidor una contribución fija, obtenida dividiendo los gastos de atención totales por el número de abonados.

En cambio, el problema de la repartición de los gastos del primer grupo, es decir de los gastos de demanda, es mucho más dificultoso y necesita una consideración especial.

3. Repartición de los gastos de demanda entre los distintos grupos de consumidores

Existen varios métodos para distribuir los gastos de demanda entre los distintos grupos de suscriptores y los distintos métodos responden a los distintos criterios de imputación.

Para facilitar la exposición de los distintos métodos, supondremos que existen sólo dos clases de usuarios, que llamaremos (a) y (b). Suponemos conocido el diagrama de demanda de la central y los diagramas de carga de (a) y (b), cuya suma da en cada instante la ordenada del diagrama de la central.

T = demanda máxima del diagrama total de la central (kW)

Q = KT = gastos de instalación (\$)

A = carga máxima de (a) (kW)

B = carga máxima de (b) (kW)

A' = carga de (a) en el instante de la punta T (kW)

B' = carga de (b) en el instante de la punta T (kW)

Se trata de repartir Q entre (a) y (b).

Para fijar ideas, hemos expresado la demanda en kW, pero se entiende que según el servicio de que se trate, se empleará la unidad adecuada.

1er. método: Q se reparte proporcionalmente a A y B.

Las cuotas de (a) y (b) serán:

$$Q_a = \frac{A}{A + B} Q \text{ (\$)}$$

$$Q_b = \frac{B}{A + B} Q \text{ (\$)}$$

/Las cuotas

Las cuotas fijas por unidad de demanda serán iguales:

$$q_a = \frac{Q_a}{A} = \frac{Q}{A + B} \quad (\$ / kW)$$

$$q_b = \frac{Q_b}{B} = \frac{Q}{A + B} \quad (\$ / kW)$$

Una crítica muy importante a este método es que resulta de una injusticia evidente: en efecto, si $T = B$, el consumidor (a), que no incide para nada en los gastos de instalación Q , paga el mismo precio unitario que (b), que es responsable de toda la T .

2º método: Q se reparte proporcionalmente a A' y B' .

Este método tiende a evitar la injusticia señalada para el método anterior considerando las incidencias respectivas de (a) y (b) sobre T , es decir los valores A' y B' :

$$Q_a = \frac{A'}{A' + B'} Q \quad (\$)$$

$$q_a = \frac{Q_a}{A} = \frac{Q}{A' + B'} \frac{A'}{A} \quad (\$ / kW)$$

$$Q_b = \frac{B'}{A' + B'} Q \quad (\$)$$

$$q_b = \frac{Q_b}{B} = \frac{Q}{A' + B'} \frac{B'}{B} \quad (\$ / kW)$$

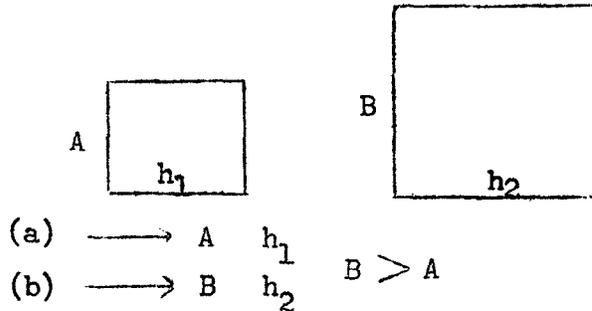
Pero este criterio también está sujeto a críticas importantes: no parece justo el no tener en cuenta el máximo de cada servicio en lo que paga cada consumidor, especialmente si por ejemplo, el máximo A de (a), a pesar de no incidir para nada en T (A' muy pequeño), es casi tan grande como B . En otras palabras, el método no parece ser intrínseco al consumidor sino a la interdependencia de momentos y puntas que forman la curva total y no es justo que por ejemplo (a) no pague nada cuando su A es casi tan grande como B , aunque desplazado en el tiempo.

3er. método: Q se reparte teniendo en cuenta el régimen horario de utilización de cada consumidor.

Para simplificar la exposición (nos interesa exponer sobre todo el criterio seguido por este método), supondremos dos servicios no simultáneos, cuyas demandas máximas son A y B respectivamente y cuyas horas

/de utilización

de utilización son h_1 y h_2 ; supondremos también que los dos diagramas son rectangulares:



Siendo los dos servicios no simultáneos, tendremos:

$$T = B \quad A' = 0 \quad B' = B$$

$$Q = KB \quad (K = \$ / \text{kW instalado})$$

Llamemos:

$$q_a = \$/\text{kW} \text{ para (a)}$$

$$q = \frac{Q}{B} = K$$

$$q_b = \$/\text{kW} \text{ para (b)}$$

Las incógnitas q_a y q_b están ligadas por la relación:

$$q_a A + q_b B = Q$$

El criterio seguido en este método es el de poner:

$$q_a = \frac{h_1}{h_1 + h_2} q \quad \text{pero} \quad q_b = \frac{h_2}{h_1 + h_2} q + \alpha$$

o sea que el precio unitario q se divide en dos partes:

$$\frac{h_1}{h_1 + h_2} q \quad \frac{h_2}{h_1 + h_2} q$$

proporcionalmente a las horas de utilización. Al consumidor(a), se le fija la parte $\frac{h_1}{h_1 + h_2} q$ de acuerdo a sus horas h_1 de utilización, mientras que a(b), se le cobra su parte más una parte α que proviene del exceso $(B-A)$ de potencia que se debe exclusivamente a él.

/Tenemos entonces

Tenemos entonces para los tres parámetros q , q_a y q_b a determinar las tres condiciones siguientes:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_a A + q_b B = Q \\ q B = Q \\ q_a = \frac{h_1}{h_1 + h_2} q \end{array} \right.$$

Resolviendo este sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas obtenemos:

$$\left\{ \begin{array}{l} q = \frac{Q}{B} \\ q_a = \frac{h_1}{h_1 + h_2} \frac{Q}{B} \\ q_b = \left(1 - \frac{h_1}{h_1 + h_2} \frac{A}{B} \right) \frac{Q}{B} \end{array} \right.$$

De donde, las contribuciones de (a) y (b) al total Q serán:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_a = q_a A = \frac{h_1}{h_1 + h_2} \frac{A}{B} Q \\ Q_b = q_b B = \left(1 - \frac{h_1}{h_1 + h_2} \frac{A}{B} \right) Q \end{array} \right.$$

De estos resultados, se puede desprender las relaciones entre ambas contribuciones:

$$\boxed{\frac{Q_b}{Q_a} = \frac{B}{A} + \frac{B}{A} \frac{h_2}{h_1} - 1} \quad (1)$$

$$\boxed{\frac{q_b}{q_a} = 1 + \frac{h_2}{h_1} - \frac{A}{B}} \quad (2)$$

/También se

También se deduce el sobreprecio α pagado por (b), ya que

$$\alpha = q_b - \frac{h_2}{h_1 + h_2} q, \text{ o sea, usando los valores de } q_b \text{ y } q:$$

$$\alpha = \frac{h_1}{h_1 + h_2} \frac{B - A}{B} \frac{Q}{B} \quad (3)$$

Vemos que α es realmente atribuible al exceso $B - A$, ya que si $B = A$, no aparece este suplemento α .

Casos particulares:

1) $B = A$ (igual demanda). En tal caso, $\alpha = 0$.

En la fórmula (1), queda:

$$\frac{q_b}{q_a} = \frac{h_2}{h_1}$$

El reparto es proporcional a las horas de utilización.

2) $Bh_2 = Ah_1$ (igual consumo)

Nos queda:

$$\frac{q_b}{q_a} = \frac{B}{A}$$

El reparto es proporcional a las demandas y entonces $q_a = q_b$.

4º Método:

El método más racional conocido en la actualidad para el reparto de los gastos de instalación de la central generadora parece ser el método ideado por Hills, que ganó el premio Doherty al presentarlo a la "National Electric Light Association" de Estados Unidos.

El fundamento de este método es la supuesta existencia de un consumidor imaginario (al que Hills llama "fantasma") capaz de consumir la energía necesaria para elevar el factor de carga del diagrama de la central al valor 1. Con esta hipótesis, los gastos de demanda se reparten proporcionalmente a los consumos absorbidos por los distintos grupos, incluyendo al consumidor fantasma como uno de tantos grupos.

/El problema

El problema se reduce luego a repartir la factura del consumidor imaginario entre los distintos consumidores reales de un modo equitativo. El criterio que se sigue para eso es el siguiente: se considera que los clientes responsables del consumidor imaginario son aquellos que contribuyen a la punta del sistema, y que el grado de responsabilidad está medido por el exceso de la demanda del cliente en el instante de la punta del sistema con respecto a la demanda media general (cociente entre el consumo total y el número total de horas). La factura del consumidor fantasma se reparte pues entre los consumidores reales proporcionalmente a esos parámetros.

Conclusión:

Cualquiera sea el método seguido para el reparto de los gastos de demanda (el más racional parece ser el método de Hills), se llega a clasificar los consumidores en distintos bloques, para los cuales se puede establecer distintos coeficientes de importancia que pueden incidir luego en el cálculo de las tarifas adecuadas a cada uno de esos bloques.

Esos resultados pueden servir de base por ejemplo a la fijación de los coeficientes de potencia en las tarifas binómicas. De cualquier modo, los coeficientes que surgen de la repartición de los gastos de demanda sólo tienen en cuenta los gastos de generación; hay que tenerlos en cuenta junto con las consideraciones sobre contribuciones relativas a los gastos de transmisión y distribución.

Creemos en resumen que la clasificación de consumidores a la cual conduce cualquiera de los métodos anteriores y el establecimiento de sus coeficientes de importancia en los gastos totales de demanda son muy interesantes para fijar luego las tarifas, pero que esos resultados deben usarse con un punto de vista cualitativo más que cuantitativo; sólo representan un aspecto a tener en cuenta en la fijación de las tarifas, ya que no debe olvidarse que hay consumidores que deben estimularse de acuerdo a la política energética nacional.

4. Calidad del servicio eléctrico

Del punto de vista cualitativo, el usuario juzga la "calidad" del servicio por tres aspectos primordiales:

- a) la permanencia del servicio (frecuencia y duración de las interrupciones);
- b) el "flicker", que concierne sólo al alumbrado: el ojo humano es extremadamente sensible a ciertas frecuencias de modulación de la luz, siendo la frecuencia más crítica la de 6 a 8 c/s.
- c) la irregularidad de la tensión a lo largo de los días y de las noches.

El tercer aspecto es el más importante por sus incidencias económicas para la empresa de electricidad; los franceses han reducido este concepto a términos cuantitativos, midiendo la irregularidad de tensión, para suscriptor determinado, mediante la integral extendida al intervalo de tiempo (t_1, t_2):

$$\frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \left(\frac{U - U_0}{U_0} \right)^2 dt$$

siendo U_0 la tensión nominal (que debería mantenerse constante) y U la tensión real en el instante t . (Se entiende que hablamos de irregularidad en valores eficaces y no de valores instantáneos; la integral debe considerarse como una suma discreta en intervalos muy pequeños.) Se considera muy suficiente considerar la irregularidad global para un conjunto de usuarios, cada uno de importancia P , y se hace la suma:

$$\sum P \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \left(\frac{U - U_0}{U_0} \right)^2 dt$$

Esta magnitud se llama "irregularidad de tensión" y es entonces tanto mayor cuanto más baja sea la calidad del servicio.

"Electricité de France" ha creado los aparatos de medida correspondientes y los ha instalado en sus redes, utilizando los resultados de esas medidas para la decisión de las inversiones a realizar para mejorar la calidad del servicio en las distintas zonas servidas y poder entonces

/aumentar sus

augmentar sus recaudaciones. Se considera que este concepto debe merecer el mismo cuidado que el que se presta por ejemplo a un estudio de tarifas con incentivo; esto no es más que un caso particular del método general de progreso técnico que consiste en hacer susceptible de medida magnitudes físicas que antes sólo se apreciaban cualitativamente.

Para mejorar la calidad del servicio, se deben realizar inversiones en las redes de distribución, que muy a menudo son descuidadas, sobre todo en los países sub-desarrollados. En efecto, se tiene frecuentemente, al lado de centros de generación y redes de transmisión que responden a los últimos adelantos técnicos, redes de distribución que se encuentran en un estado muy deplorable y eso se debe a que éstas no dan lugar a obras espectaculares como ocurre con los sectores de generación y transmisión. Sin embargo, su importancia económica es considerable, como el usuario puede sospecharlo frente al hecho de que la energía que se le suministra en baja tensión tiene un precio mucho más elevado que el precio de salida en los bornes de las centrales. Desde muchos aspectos, el problema de la distribución es mucho más difícil que el de la generación y el de la transmisión, o por lo menos mucho más complejo. En efecto, el rol de la "distribución", que recibe en un número limitado de puntos de entrega la energía eléctrica generada y transmitida por otros servicios, es el de repartir y transformar esta energía para ponerla a disposición de los usuarios, en los lugares que ellos fijen y bajo una forma adaptada al empleo al que la destinan. La distribución de la electricidad debe así no solamente plegarse a los imperativos de las situaciones topográficas o físicas (como la "transmisión"), sino también (y esto en la forma más estricta) a las condiciones intrínsecas de la ocupación humana (tipo de vivienda, concentración o dispersión de las poblaciones, naturaleza y formas de la actividad de los habitantes, etc.) en el territorio alimentado. Los problemas de distribución estando así condicionados por su cuadro geográfico (en el sentido amplio) tienen, por este motivo, un carácter propio en cada uno de los países en que se plantean.

5. Costos por tipo de seguridad de servicios

Cuando se establece el contrato entre la empresa y el abonado, existe el compromiso por parte de la empresa de asegurar la continuidad del servicio, dados los evidentes perjuicios que le causa al abonado una interrupción en el suministro de energía eléctrica.

Para lograr esa seguridad en la alimentación de sus abonados, las empresas modernas multiplican día a día las medidas tendientes a ese objetivo: mejoras técnicas en la calidad de los materiales empleados en las instalaciones, aumento de las interconexiones de las fuentes de energía (que a menudo llegan hasta el plano internacional, como ya señalado), tendencia al empleo de redes malladas en baja tensión en las ciudades modernas, etc. Naturalmente, esas mejoras insumen costos adicionales en las redes de la empresa, pero esos costos adicionales no producen en general aumentos de tarifas puesto que la continuidad del servicio es también una ventaja para la empresa: una interrupción produce un serio perjuicio no sólo para el abonado sino también para la empresa que ve disminuidas sus recaudaciones durante el período de tiempo abarcado por la interrupción.

Sin embargo, las medidas para lograr la seguridad del servicio no pueden llevarse más allá de un límite razonable, ya que las instalaciones necesarias para una seguridad total conducirían a costos prohibitivos; debe llevarse una estadística minuciosa de las interrupciones de servicio y llegar a un nivel de seguridad económicamente compatible con las previsiones aportadas por los estudios estadísticos.

Cabe señalar sin embargo que existen casos en que la seguridad absoluta debe lograrse por más onerosa que resulte su realización: ése es el caso de suministros a cierto tipo de industrias termoquímicas que no pueden admitir ninguna interrupción, a refinerías de petróleo, a sanatorios y hospitales, a empresas de transporte colectivo, etc. En estos casos, la solución adoptada es a menudo la instalación por parte del suscriptor de un grupo de generación propia que permita atender a deficiencias en el servicio dado por la empresa de electricidad. Nos interesa el caso en que por la magnitud de la potencia necesaria, la continuidad debe ser asegurada por la empresa, que debe entonces proyectar el servicio en cuestión en miras a una seguridad

/total, por

total, por ejemplo duplicando la línea de alimentación, e instalando dispositivos automáticos que hagan entrar una de las líneas cuando falla la otra; también la empresa puede asegurar la continuidad trayendo alimentaciones desde distintas sub-estaciones o puestos de conexión.

Ese costo adicional de las instalaciones debe reflejarse en la tarifa, y el modo de realizar esa incidencia dependerá del tipo de tarifa adoptada; las distintas soluciones podrán ser, por ejemplo:

- a) aumentar la contribución inicial que debe pagar el abonado por concepto de conexión de un servicio más seguro;
- b) aumentar el término de potencia en el caso de una tarifa binómica;
- c) cobrar más caro el kWh "seguro" que el kWh con riesgo de interrupción.

De cualquier modo, ese costo adicional será considerado con distintos criterios por la empresa según el abonado de que se trate, sobre todo si la empresa pertenece al Estado, ya que en este caso influirán consideraciones de carácter nacional y de interés colectivo: para el costo adicional creado por la seguridad del servicio en suministros a hospitales públicos y a empresas de transporte colectivo, existirá la tendencia a repartirlo entre todos los abonados de la empresa, es decir a hacerlo incidir en todas las tarifas vigentes, mientras que la seguridad pedida por un suscriptor particular para su beneficio propio correrá por su propia cuenta. La seguridad del servicio en general está pues íntimamente ligada a consideraciones de política energética nacional.

Capítulo VI

LA TARIFA ELECTRICA Y LA PROGRAMACION ENERGETICA. EL PROBLEMA DEL FINANCIAMIENTO DE LA EXPANSION SECTORIAL

Dada la gran variedad de las aplicaciones de la energía eléctrica en la satisfacción de las necesidades humanas, la tarifa aparece como un elemento fundamental en la política energética y en la programación económica general.

Las aplicaciones pueden agruparse en la forma siguiente: luz, fuerza motriz, calor transformaciones químicas y comunicaciones. Puede decirse, grosso modo, que esos usos están así ordenados en forma decreciente desde el punto de vista de la proporción de energía eléctrica que consumen. En cuanto a la energía empleada en comunicaciones (teléfono, telégrafo, radio, televisión, etc.) es sabido que dichos rubros no constituyen un renglón importante en cuanto a los kWh consumidos; sin embargo fomentan una demanda derivada que puede tener importancia. Por ejemplo, la radio y la televisión incitan en general al suscriptor del servicio a prolongar sus veladas y conducen entonces a un consumo suplementario de electricidad bajo la forma de luz y calor.

Como iluminación y en muchos casos de fuerza motriz la energía eléctrica desplaza casi totalmente a las otras fuentes de energía y, por lo tanto, establece un monopolio absoluto de hecho. En cambio, para la producción de calor, la tarifa eléctrica puede y debe ser en cierta medida consecuencia de la competencia con otras fuentes de energía como el gas y los combustibles líquidos derivados del petróleo.

La utilización de la energía eléctrica como fuente de calor para el consumidor residencial y, muy especialmente, la calefacción doméstica ofrece un ejemplo claro de la necesidad de que esos usos sean tarifados de tal manera que respondan a una planificación nacional, teniendo en cuenta otras fuentes de calor y también la naturaleza de los regímenes hidráulicos y de lluvias. En efecto, siendo el calor una forma degradada de la energía, la calefacción eléctrica parece totalmente rechazable del punto de vista del rendimiento energético nacional, ya que el calor inicial usado en las centrales térmicas para generar energía eléctrica es transformando sucesivamente hasta volver al estado de energía calorífica, con un rendimiento

/global muy

global muy bajo, que resulta del producto de los sucesivos rendimientos de las transformaciones del proceso. Cuando la generación de electricidad es térmica a vapor o "diesel" o mismo hidráulica sin abundancia de agua en las represas, resulta pues que la calefacción eléctrica se presenta del punto de vista nacional como un contrasentido por exigir una gran potencia instalada para funcionar durante los pocos meses de frío del año y a muy bajo rendimiento; se suma además el problema de tener una red de distribución que se aprovecha al máximo sólo unos meses por año. Puede ser entonces aconsejable, en el caso por ejemplo de consumos domiciliarios, el utilizar dos tarifas para las casas-habitación: una de menos monto para las casas que no poseen calefacción eléctrica y otra más elevada para las que disponen de esa calefacción; naturalmente es más racional realizar en las casas una división de instalaciones para poder discriminar la energía gastada en calefacción, pero la experiencia muestra que esa división da siempre lugar a fraudes muy difíciles de controlar. El uso de la tarifa más severa para la calefacción eléctrica permite compensarle a la empresa los inconvenientes señalados, pero persisten las características antieconómicas de la calefacción eléctrica considerada desde el punto de vista del interés nacional. Aclaremos sin embargo que si la generación es fuertemente hidráulica y hay abundancia de agua en las represas, la calefacción eléctrica no es tan inconveniente, aunque persiste el problema de la red de distribución desaprovechada. Lo que se trata de compensar con demandas de verano como el aire acondicionado, riego, etc.

Cuando decimos que la tarificación eléctrica debe responder a los objetivos de una planificación económica nacional ello no significa que necesariamente esas tarifas deban ser estudiadas y determinadas simultáneamente con los precios de venta de los combustibles competitivos en ciertos usos. En efecto, si la tarifa eléctrica es determinada en tal forma que los precios de la energía para los diferentes grupos de consumidores se aproxime razonablemente a los costos marginales de prestación del servicio, entonces esa tarifa conducirá a que los usuarios formulen decisiones que contribuyan a una utilización óptima de los recursos energéticos del país o de la región pero siempre que la formación de los precios en los otros sectores de energía obedezca también a los mismos principios básicos.

Es este un punto de suma importancia que, aunque aparentemente es obvio, no siempre se reconoce debidamente y de cuya ignorancia resultan distorsiones nocivas para el sistema económico. De nada sirve que en una de las ramas energéticas se siga una política racional de formación de precios si al mismo tiempo en las otras ramas se persiguen objetivos diferentes de promoción o castigo unilateral de determinados consumos. Por el contrario, bien puede ocurrir que el hecho de que la empresa eléctrica siga esa política sea más perjudicial para la economía que si se plegara a la irracionalidad de sus competidoras. O, dicho en otras palabras, la irracionalidad homogénea puede ser menos peligrosa que la racionalidad ocasional, conclusión que tiene también validez ocasional en la esfera social y política.

¿Cuál es la conclusión básica a derivarse de este análisis? Fundamentalmente, la de que es posible eludir una planificación centralizada de precios en materia energética únicamente en aquellos casos en que las diversas empresas productoras de los bienes del sector siguen la misma política y adecúan sus precios de venta a los costos marginales reales de producción.

En los otros casos es necesario procurar la armonización de los objetivos perseguidos mediante un análisis específico de la consistencia de las estructuras de precios de las empresas del sector energético. Ello no debería ser excesivamente difícil ya que dichos precios son casi siempre materia de decisión expresa del Poder Ejecutivo en los países de América Latina y en muchos casos las unidades productivas correspondientes son de propiedad del Estado. Claro está que, especialmente en este último caso, se opone a esta integración en materia de política de precios el concepto cuasi-feudal de autonomía que caracteriza en algunos casos la gestión de dichas empresas.

Aún en aquellos casos en que no existen decisiones deliberadas en lo que respecta a subsidios masivos para ciertos consumidores energéticos o de transferencias de un grupo a otro de usuarios, la distorsión en el mecanismo de precios del sector puede estar introducida por la política de autofinanciamiento de las empresas.

La probabilidad de que ello suceda es más alta en la América Latina debido al hecho de que la notoria dificultad en el acceso de las empresas

/al mercado

al mercado de ahorros privados crea una tendencia natural al financiamiento de la expansión con recursos propios.

El impacto de una determinada capacidad de autofinanciamiento, de una empresa sobre el precio de venta del producto que vende depende fundamentalmente de dos parámetros: la velocidad de la expansión que debe financiarse y la relación producto-capital de la actividad productiva de que se trata. De ahí que, como se señalara repetidamente en las discusiones del Seminario de México, una capacidad de autofinanciamiento de 50 por ciento puede ser tolerable para una velocidad de expansión del 8 por ciento pero en cambio ser desproporcionada e inconveniente para una expansión del 20 por ciento en el sistema eléctrico.

Si llamamos s al sobreprecio cargado en un determinado producto con destino a utilidades que sobrepasen al nivel mínimo de remuneración del capital y que puedan destinarse a autofinanciamiento y v a la velocidad de expansión que se desea en la capacidad productiva de la actividad de que se trata y a a la relación producto-capital (en términos de valor bruto de venta) de la misma, es fácil demostrar que el autofinanciamiento total conduce a la siguiente relación entre estos parámetros:

$$s = v/a$$

Obsérvese las limitaciones que ello establece sobre el autofinanciamiento de la empresa eléctrica en condiciones de crecimiento generoso. Si estimamos la relación producto-capital en 0.2, ello significa que cada uno por ciento de expansión en la capacidad instalada exige para su autofinanciamiento un incremento de 5 por ciento en el precio medio de venta de la energía eléctrica.

Compárese esta relación con la que rige para el caso de la refinación de petróleo algunos de cuyos productos, como el fuel-oil, compiten con la energía en ciertos usos. Para una refinería de petróleo de 20 000 barriles diarios que cuesta alrededor de 1 000 dólares de inversión por barril de producción diaria, que compra su crudo a 2.50 dólares por barril y agrega un dólar más por su actividad refinadora, la relación producto-capital en términos de valores de venta y no de valor agregado - para tener una relación comparable con la calculada para energía eléctrica - es del orden de la unidad, o sea cinco veces mayor que en electricidad.

/Agréguese a

Agréguese a ello que para un mismo sistema económico la expansión en la demanda de combustibles derivados del petróleo es bastante menor que la de la demanda de energía eléctrica. Hablando en términos de órdenes de magnitud es frecuente encontrar que la primera crece paralelamente al producto bruto mientras que la segunda duplica la tasa de crecimiento del producto.

Si se tiene en cuenta la acción de ambos factores de acuerdo a las relaciones ya señaladas se concluye que si ambas actividades productivas adoptan una política de autofinanciamiento de su expansión el sobreprecio relativo necesario en el caso de la electricidad será diez veces mayor que en el caso de los derivados del petróleo.

Es innecesario señalar las importantes distorsiones en los precios y en los consumos que puede provocar una diferencia de esta índole en el resultado de lo que es, en esencia, una misma política financiera para las dos empresas.

Aparte de esta posibilidad conviene notar que, aún en aquellos casos en que las empresas del sector energético sigan políticas similares en materia de formación de precios y no persigan un autofinanciamiento que vaya más allá de una proporción razonable de sus necesidades de expansión, se necesitará en general cierta coordinación en sus sistemas de precios aunque dicha coordinación no llegue al nivel de una decisión centralizada en materia tarifaria. En efecto, y muy especialmente para el caso de la empresa eléctrica, ésta necesariamente deberá apartarse aunque sea levemente de sus normas generales en política tarifaria cuando se enfrente a los problemas de la estructura tarifaria, o sea la división de sus ingresos por grupos de consumidores y la determinación de precios especiales de contrato para usuarios de especial importancia.

Para estos contratos conviene destacar la importancia de un cálculo adecuado de los verdaderos costos marginales de producción para la empresa vendedora de energía eléctrica de tal modo que la decisión del inversor privado, que puede tener una influencia considerable dentro de un mercado manufacturero pequeño, sea la más conveniente para los intereses generales del país

/aunque debe

aunque debe reconocerse que esa tarea será en general difícil debido a las numerosas variables del problema tales como condiciones especiales de seguridad o calidad del suministro o normas de acuerdo sobre reducciones de la demanda máxima contratada en determinadas épocas del año, etc.

En este sentido debe destacarse la inconveniencia de que se utilice a la empresa eléctrica como un vehículo de subsidio del sector manufacturero. Si se desea promover la expansión de este último mediante una reducción sistemática de sus costos de operación al nivel de la firma debe proporcionarse el subsidio pertinente al concesionario del servicio eléctrico pero hacerlo extensivo también en la proporción que corresponda a los otros insumos energéticos que puedan competir con la electricidad en la actividad manufacturera de que se trate.

Aparte del reconocimiento del verdadero costo del servicio con la mayor aproximación posible para aquellos compradores para los cuales, como en el caso de la mayoría de las industrias químicas, la energía eléctrica representa más de la cuarta parte de sus costos totales de producción, interesa también asegurar al comprador una cierta estabilidad en el precio real de ese suministro a fin de permitirle una consolidación en su posición competitiva en los mercados de exportación o frente a la competencia interna de productos extranjeros importados. Expliquémosnos: supongamos que un inversionista ha decidido la instalación de una industria de soda cáustica en América Latina cuya producción será destinada en gran parte a países del área diferentes de aquél en que se localizará el establecimiento.

Supongamos también que la decisión favorable de ejecución del proyecto se ha basado en un estudio de viabilidad en que el costo del kWh - de acuerdo a lo comunicado por la empresa abastecedora del servicio en base a sus respectivos costos - se tomaba como un centésimo en dólar por kWh a la tasa de cambio prevalente en ese momento. Pero supongamos también que, una vez instalada esa industria se produce una elevación interna que duplica los costos mientras que se congela la tasa de cambio para la exportación de ese producto, hipótesis que no resulta nada descabellada dentro de nuestra realidad latinoamericana.

/Es evidente

Es evidente entonces que lo que resultaba un buen negocio al principio puede transformarse en actividad ruinosa una vez producido el fenómeno señalado. Se dirá, y es cierto, que ello puede ser compensado en el futuro por una elevación de la tasa de cambio que supere al incremento interno de precios, cosa que también sucede con frecuencia en nuestros países. Parece evidente, sin embargo, que esta irregularidad en las relaciones de precios conspira contra la estabilidad necesaria en actividades manufactureras de exportación en que debe mantenerse un cierto paralelismo entre precios internos y externos. De ahí que podría considerarse la posibilidad de que en contratos de esta índole con industrias de importancia que estén vinculadas al mercado internacional o latinoamericano se convengan precios de la energía que contengan cláusulas oro y que eviten en esta forma oscilaciones excesivas en los costos reales de la empresa compradora del servicio eléctrico. A su vez una cierta homogeneidad en las normas de las principales empresas eléctricas para la determinación de estos precios especiales permitiría que la localización futura de estas plantas industriales dentro del área latinoamericana se realizase con base en factores reales de disponibilidad de recursos a costo mínimo y no a base de factores circunstanciales provocados por políticas monetarias o comerciales transitorias.

Es fácil reconocer que la discusión de este capítulo se vincula en diversas formas con la de capítulos anteriores. Por ejemplo, en lo que respecta al grado de autofinanciamiento de la expansión eléctrica, si atendemos meramente a lo que podría denominarse la "equidad tributaria" del método empleado e ignoramos lo relacionado con la distorsión en los consumos energéticos, es de fundamental importancia reconocer en qué medida la expansión del sistema se produce por la vía de la extensión o por la vía de la intensidad. En este último caso el autofinanciamiento es más equitativo que en el primero ya que son los mismos consumidores los que están pagando su mayor consumo futuro e inclusive, en el caso del consumo residencial, puede argumentarse con razón que la intensidad del consumo actual es una medida de la capacidad contributiva del sujeto gravado. Obsérvese que este argumento no vale para el

/consumidor industrial

consumidor industrial y de ello resulta que la empresa eléctrica para un determinado grado de autofinanciamiento debería tender a recargar en mayor proporción al consumidor residencial que al industrial.

Otro aspecto en que la tarificación eléctrica debe integrarse dentro de una política energética racional es en lo referente a la competencia entre la energía de servicio público y la autogeneración. Descartemos, desde ya, pues ni vale la pena discutirlo, el absurdo económico que se ha dado en ciertos casos en América Latina de trabar el desarrollo de empresas concesionarias de servicio público y al mismo tiempo promover mediante tipos de cambio privilegiados la importación de pequeñas unidades autogeneradoras para la industria. Aún haciendo abstracción de estos casos extremos existe una amplia gama de situaciones particulares que conducen a una utilización ineficiente de los recursos. Tal es el caso, por ejemplo, de la existencia de un impuesto a la venta de energía eléctrica a terceros que, al recargar artificialmente el costo de la misma fomenta su sustitución por unidades autogeneradoras cuyo diferencial de costo con respecto a la empresa de servicio público es menor que el monto del impuesto que percibe el Estado. Otro caso es el de una actitud negativa de la empresa de servicio público frente a la insistencia de autogeneración en cierta proporción por parte de aquellas actividades manufactureras en que, por la naturaleza de su proceso productivo y la oportunidad de generación conjunta de vapor y energía, el costo de la energía como sub-producto del vapor resulta evidentemente menor que el comprado a la empresa concesionaria. Ha ocurrido que la insistencia de la empresa en cobrar un precio demasiado elevado por la energía complementaria que el industrial necesitaba de la red pública ha conspirado contra la instalación de las unidades generadoras a que hemos hecho referencia.

Capítulo VII

LA INFLACION Y LA TARIFA

No es una novedad afirmar que la mayoría de los países de América Latina han sido afectados por un proceso inflacionario de mayor o menor intensidad según los casos. Esto ha provocado distorsiones muy serias en el mecanismo de los precios; distorsiones causadas en muchos casos por el hecho de que el marco legal en que operan las disposiciones regulatorias de algunos precios como los servicios públicos o mercaderías que el Estado considera esenciales para el consumo, parte del supuesto de que la unidad monetaria es un bien cuyo valor permanece invariable a través del tiempo.

Esta inconsistencia entre la ficción legal y la realidad económica ha creado problemas muy serios en el caso de la regulación de tarifas eléctricas por parte del Estado. Así, en vista de la continuidad del proceso de incremento en los precios, ha aparecido en algunos países la tendencia de abandonar esa hipótesis de neutralidad monetaria de la legislación y adecuar esta última basándose en la persistencia del fenómeno inflacionario.

La legislación chilena y argentina de los últimos años constituye el ejemplo más destacado de este fenómeno. En un capítulo especial analizamos las características más destacadas de dicha legislación; conviene sin embargo destacar aquí las normas que se refieren especialmente a la compensación contra la elevación de los precios.

Como ya se ha señalado anteriormente, tanto la legislación tarifaria chilena como la argentina se basan en el principio de utilidad justa sobre el activo neto o inmovilizado de la empresa. Cabe destacar que en este sentido ha habido un cambio en el caso argentino, ya que el Convenio celebrado el 31 de octubre de 1958 entre el gobierno argentino y las empresas privadas concesionarias dentro del Gran Buenos Aires establecía para las tarifas el principio de la retribución justa sobre el capital accionario o capital de riesgo invertido. En cambio, el contrato de concesión suscrito el 1º de febrero de 1962 entre el gobierno argentino y la empresa SEGBA S.A. adopta el principio de la "base tarifaria" calculada teniendo en cuenta el total de inversiones en activo fijo y sobre la cual se determina la utilidad admitida.

/La protección

La protección de la integridad de esta "base tarifaria" dentro del proceso inflacionario se efectúa de modo diferente en ambas legislaciones. En la legislación chilena, luego de definirse el "capital inmovilizado" (que incluye el capital circulante, pero fijándole un tope máximo igual a la cuarta parte de los gastos anuales de explotación de la empresa concesionaria) se dispone que la fijación de su valor se hará cada cinco años, sin perjuicio de las adiciones anuales de nuevos activos y que, además "durante el mismo lapso, el valor del capital inmovilizado, con las agregaciones y disminuciones señaladas, y con las deducciones por depreciación, será aumentado o rebajado anualmente en la misma proporción en que varíen los índices del costo de la vida".

En el contrato de concesión de SEGBA con el gobierno argentino se adopta un principio algo diferente mediante el cual, partiendo de un activo inmovilizado inicial, expresamente reconocido por ambas partes en dicho contrato, y calculado en dólares, se adicionan cada año las ampliaciones incorporadas cada año convertidas a dólares al cambio libre medio del respectivo año. Las dotaciones anuales al Fondo de Depreciación y Renovación que, naturalmente, se rebajan del "Registro del valor no depreciado de los bienes destinados al servicio" se calculan en la proporción que técnicamente proceda sobre el importe en dólares de dicho Registro. La base tarifaria para un año determinado se computa entonces como el promedio de los activos así calculados en dólares para el primero y último día del año. Para convertir la base a moneda nacional se toma el cambio libre del dólar al cierre del último día hábil del año para el cual se determine el beneficio, aumentado en un 5 por ciento en concepto de capital circulante.

En resumen, pues, mientras que la legislación chilena adopta como método de ajuste para la valuación de activos el índice de costo de vida, la Argentina adopta el método de contabilización permanente del activo de la empresa concesionaria en dólares

La legislación argentina parte del principio de que el dólar conservará su poder adquisitivo interno y externo pues, de lo contrario, la norma del contrato de concesión tendría una influencia limitada para proteger la integridad del activo de la empresa.

En el corto plazo la evolución del índice de costo de vida y de la cotización del dólar en el mercado libre de cambios puede arrojar diferencias significativas pero en períodos de tiempo largos las curvas respectivas tienen un marcado paralelismo. Sería de interés realizar un estudio sistemático de este punto para los países latinoamericanos; a título simplemente indicativo incluimos en un Anexo a este Capítulo la evolución de los índices inflacionarios (costo de vida, cotización del dólar y medios de pago) para el caso del Uruguay.

El segundo tipo de ajuste que interesa a los efectos de la inflación sobre las tarifas es el que tiene que ver con los elementos constituyentes del costo directo de operación y, muy particularmente, el combustible y la mano de obra.

También en este aspecto difieren las normas de regulación chilena y argentina. Así, el Art. 147 de la ley chilena expresa que las empresas eléctricas de servicio público podrán solicitar reajustes de tarifas por una vez entre dos fijaciones anuales de tarifas, en caso de que hayan variado en más de un 10 por ciento los precios de los combustibles, los sueldos y salarios o el precio de compra de toda o parte de la energía que adquiera una Empresa distribuidora de energía.

En el caso argentino los ajustes son aplicables en forma automática, sin necesidad de acuerdo previo de ningún organismo regulador, de acuerdo a coeficientes que fija al fin de cada año la Secretaría de Energía y Combustibles. Es decir que si en el curso del año aumenta el precio medio de los combustibles o de la mano de obra, la empresa queda autorizada a ajustar sus tarifas en la proporción indicada por los coeficientes respectivos.

La revisión anual de tarifas y las cláusulas de ajuste automático en los convenios de concesión persiguen el muy laudable fin de evitar que la inercia de los mecanismos reguladores y las influencias demagógicas repercutan desfavorablemente sobre el financiamiento del sector eléctrico. Entendemos que son necesarias y que contribuyen a evitar algunos de los factores que han frenado la expansión del sector en América Latina. Pero es importante reconocer sus defectos y limitaciones para tratar de corregirlos en la medida de lo posible tanto al nivel del gobierno como de la empresa productora.

En primer lugar, debe notarse que cuanto más eficiente es la legislación reguladora de las tarifas eléctricas y más cuidadosa es en la protección de la integridad patrimonial y financiera de la empresa concesionaria contra los estragos inflacionarios, más se acerca al principio de que el precio del servicio se identifica con el "costo real más beneficio legal". En otros términos, cuanto mejor es el mecanismo regulatorio desde ese punto de vista, menor es el grado de control que ejerce la dirección de la empresa sobre el nivel de rentabilidad. En particular, y ello es lo que más nos interesa, disminuyen los incentivos para una mejor eficiencia de la producción.

Creemos pues que las normas legales deben incorporar estos incentivos permitiendo que todo aumento en la productividad de los factores resulte no solamente en un menor precio real del kWh vendido al consumidor sino también en una mejor rentabilidad de la empresa.

¿Cómo podría lograrse esto? Por ejemplo, mediante el simple juego de los coeficientes técnicos en las cláusulas de ajuste automático. En el caso extremo de que estos coeficientes permanezcan invariables existe, claro está, un premio a la eficiencia, siempre que efectivamente se produzca un aumento en los precios unitarios de los factores productivos. En efecto, supongamos que el coeficiente técnico para la cláusula de ajuste automático por variaciones en el precio del combustible se ha fijado en base a un consumo específico de 4 000 calorías por kWh. En esas condiciones, la empresa eléctrica queda autorizada a aumentar el precio del millar de kWh en cuatro unidades por cada unidad monetaria que aumente el precio del millón de calorías de combustible. Si la empresa disminuye el consumo específico de sus plantas térmicas a 3 000 calorías por kWh, pero el coeficiente de ajuste permanece invariable, entonces es obvio que todo aumento en el precio del combustible le permitirá realizar un ajuste en sus tarifas que, además de compensar el aumento de costos, le deja una utilidad neta real.

Claro está que un procedimiento de esta naturaleza, consistente en congelar o retrasar la reducción de los coeficientes técnicos de insumo frente a la realidad tecnológica, tiene dos inconvenientes serios: en primer lugar sólo tiene efecto cuando efectivamente existe inflación;

/en segundo

en segundo lugar su efecto sería a corto plazo ya que en las revisiones anuales de tarifas el organismo regulador estará limitado por los topes que fijan las disposiciones reguladoras a las utilidades netas de las empresas (véanse los arts. 144 y 145 de la ley chilena y la Sección III del contrato de concesión de SEGBA).

Acaso sería más lógico y natural que, en caso de que el gobierno considere beneficioso para la economía nacional la inclusión de normas de incentivación de la eficiencia, se proceda en forma directa y a texto expreso incluyendo una escala ascendente de niveles de rentabilidad sobre la base tarifaria que permitiera incrementar esos niveles en forma correspondiente a mejoras en la eficiencia de los factores de acuerdo a relaciones dictadas por la ley o fijadas a juicio de un organismo técnico designado al efecto.

Un segundo inconveniente de las cláusulas de ajuste automático, especialmente cuando funcionan realmente con la automaticidad prevista en el texto legal, consiste en quitarle a la empresa parte de su capacidad de negociación con el sindicato de sus trabajadores en lo que respecta a demanda de aumentos de salarios y crear el peligro de una complicidad de ambos - empresa y sindicato - que crearía un grupo privilegiado de trabajadores a expensas del usuario del servicio y de la comunidad en general. Si tanto los trabajadores como la dirección de la empresa tienen la seguridad de que no habrá obstáculo en trasladar al usuario el aumento en los salarios es claro que ese peligro existe tanto más cuanto que, dada la reducida incidencia de la mano de obra en el costo total de la energía eléctrica, la contracción de la demanda por la vía de su elasticidad-precio no sería una contención suficiente para un exceso de munificencia de la empresa.

Por estas razones parecería necesario que la automaticidad del mecanismo de ajuste tarifario tuviese algunas limitaciones por parte del Estado o del organismo regulador pertinente. Dichas limitaciones pueden adoptar diversas formas sin llegar al extremo de eliminar totalmente la automaticidad y requerir aprobación previa para todo aumento de salarios. Una de esas formas sería la de permitir la realización del ajuste en la primera facturación inmediata siguiente a la fecha en que entre en vigencia

el nuevo convenio colectivo de salarios pero solamente cuando el aumento promedial de los mismos no excede al aumento del índice de costo de vida en el período de tiempo correspondiente. Todo exceso con respecto a este porcentaje básico sólo podría introducirse como ajuste en la tarifa, previa aprobación expresa del órgano regulador de la concesión.

A fin de comparar la evolución del precio medio real de la energía eléctrica para diferentes países y relacionar dicha evolución con los respectivos ritmos inflacionarios pueden consultarse los cuadros, IV y V.

Del análisis de dichos cuadros parece deducirse que no existe una correlación estrecha entre la intensidad del proceso inflacionario y el deterioro del precio real de la energía eléctrica. Si se toma, por ejemplo, el período 1950-59 se observa que dicho precio real aumentó en Chile, pese a una tasa elevada en el incremento del nivel de precios, mientras que disminuyó en Venezuela donde dicho nivel se mantuvo estable.

Tampoco puede concluirse que existe la relación inversa o sea que un ritmo inflacionario intenso tiende a decrecer más el precio real de la energía. ¿Cuál sería el esquema teórico dentro del cual podría tener lugar este fenómeno aparentemente anormal e ilógico?

Supongamos dos países en el primero de los cuales exista una tendencia histórica de un aumento moderado de los precios mientras que en el segundo se ha acelerado el proceso hasta alcanzar una tasa elevada en ese aumento anual. Bien puede ocurrir que, como consecuencia de la intensidad del proceso en el segundo, se introduzca una legislación especial para la fijación de tarifas eléctricas - y de otros servicios públicos - mediante la introducción de los mecanismos compensatorios y de ajuste que se analizan en otros capítulos de este documento. De esta forma puede mantenerse el precio real de la energía siempre que la administración de esos mecanismos legales sea eficiente, mientras que en el país A se producirá una lenta erosión en dicho precio debido a que la intensidad del proceso inflacionario no alcanza el umbral de dramatismo necesario para que el gobierno y los sectores interesados promuevan la legislación correctiva pertinente.

Cuadro IV
 EVOLUCION DEL PRECIO MEDIO TOTAL DEL KWH
 (Indices porcentuales)

País	1937	1945	1950	1955	1958	1959
Argentina	192	192	100	77	76	98
Bolivia ^{a/}	179 ^{b/}		100 ^{c/}	62 ^{d/}	95	78
Brasil ^{e/}			100 ^{f/}	119	113	126
Colombia			100	73	61	
Chile	229	147	100	77	120	110
Ecuador	300 ^{b/}	95 ^{g/}	100	90	103	101
Perú ^{h/}	293	212 ^{i/}	100 ^{c/}	196 ^{d/}	158	146
Venezuela ^{j/}	180 ^{b/}	117 ^{g/}	100	82	74	72
México ^{k/}		73 ^{g/}	100	45 ^{l/}	54 ^{m/}	
Costa Rica			100	108	118	115
El Salvador			100	75	72	72
Guatemala			100	93	102	101
Honduras			100	85	76	72
Nicaragua			100	94	105	89
Estados Unidos	216	125	100	82	76	74
Reino Unido			100	98	102	
Suecia			100	96	112	

Fuente: "Precios y costos en la industria de la energía eléctrica de América Latina", ST/ECLA/CONF.7/L.1.51, 19 de julio de 1961.

- a/ Bolivian Power and Co. solamente.
- b/ Dato de 1935.
- c/ Dato de 1945.
- d/ Dato de 1954.
- e/ Compañías Eléctricas de Minas Gerais solamente.
- f/ Dato de 1952.
- g/ Dato de 1947.
- h/ Hidrandina S.A. solamente.
- i/ Dato de 1943.
- j/ C.A.L.E. de Caracas solamente.
- k/ Comisión Federal de Electricidad solamente.
- l/ Dato de 1956.
- m/ Dato de 1957.

Cuadro V

AMERICA LATINA: UNIDADES MONETARIAS ^{a/} POR DOLAR ^{b/}, 1929 A 1959

	1929 (Promedio)	1940 (final)	1945 (final)	1951 (final)	1959 (final)
Brasil (Cruzeiro)	9	20	20	20	202
Argentina (Peso)	2	4	5	14	83
México (Peso)	2	5	5	9	12
Colombia (Peso)	1	2	2	3	7
Chile (Peso)	8	34	32	93	1 052
Perú (Sol)	2	7	7	15	28
Uruguay (Peso)	1	3	2	2	11
Bolivia (Boliviano)	3	61	64	247 ^{c/}	11 885
Paraguay (Guaraní)	...	4	3	32	128
Venezuela (Bolívar)	5	3	3	3	3
Cuba (Peso)	1	1	1	1	1
Costa Rica (Colón)	4	6	6	7	7
República Dominicana (Peso) ^{d/}	1	1	1	1	1
Ecuador (Sucre)	5	15	14	17	17
El Salvador (Colón)	2	3	3	3	3
Guatemala (Quetzal)	1	1	1	1	1
Haití (Gourde)	5	5	5	5	5
Honduras (Lempira)	...	2	2	2	2
Nicaragua (Cond.)	...	6	6	7	7
Panamá (Balboa) ^{e/}	1	1	1	1	1

Fuente: Liga de las Naciones, Statistical Yearbook, Fondo Monetario Internacional, International Financial Statistics, y CEPAL, "Inflación y Crecimiento: Resumen de la Experiencia en América Latina" (E/CN.12/563), 1961.

- ^{a/} Tipos de mercado libre, cuando eran aplicables y existían. Este cuadro sólo tiene por objeto dar una indicación general de los movimientos cambiarios. Para mayores detalles, remítase a las fuentes.
- ^{b/} Conviene indicar que en enero de 1934 el dólar fue devaluado en 41 por ciento con relación a su paridad con el oro.
- ^{c/} Agosto de 1952.
- ^{d/} Antes de octubre de 1947 el dólar era la moneda legal.
- ^{e/} El circulante consiste en dólares en billetes y monedas junto con el balboa y sus monedas fraccionarias.

Obsérvese que el caso hipotético esbozado previamente es similar al presentado por quienes argumentan que, bajo ciertas condiciones, la mayor distorsión en el sistema de precios relativos de una economía puede tener lugar cuando dicha economía está sometida a un proceso inflacionario moderado y no cuando ese proceso alcanza una velocidad del orden de la que se ha podido comprobar en algunos países de América Latina durante la post-guerra. El razonamiento es el mismo que se ha expuesto anteriormente: en una inflación intensa la legislación pública y la contratación privada ya descuentan la existencia y la continuación futura del proceso y por consiguiente se protegen contra los efectos de distorsión que la misma causa en el mecanismo de los precios y en el sistema crediticio. Por ejemplo, es poco frecuente que se introduzcan una "cláusula oro" en un contrato privado en el caso de una inflación de dos o tres por ciento anual pero en cambio es muy común la existencia de la misma cuando la inflación supera el cinco o el diez por ciento anual.

Conviene destacar que la existencia de este "estado de alerta" con respecto a la inflación no implica la posibilidad de superar todos sus efectos nocivos; admitir esa posibilidad sería aceptar la neutralidad más absoluta en el rol del sistema monetario, lo que contradice las más elementales observaciones de la vida real. Por el contrario, es fácil imaginar que pueden introducirse de esta manera nuevas distorsiones de índole muy perjudicial para la economía. Ya nos hemos referido anteriormente al hecho de que, a menos que los mecanismos compensatorios o de ajuste de las tarifas sean debidamente diseñados, bien pueden introducir una rigidez excesiva que vaya en detrimento de la tendencia descendente del precio real de venta de la energía eléctrica como consecuencias de mejoras en la productividad que superan el nivel promedial del conjunto de las actividades económicas. Ello puede suceder también con otras disposiciones similares en cuyo caso la legislación y el sistema de contratación de índole compensatoria que surge de ese estado de alerta del fenómeno inflacionario puede conducir a una tendencia de congelación

/de los

de los precios relativos y de menor flexibilidad en el juego de las fuerzas económicas que afectaría el dinamismo de los cambios necesarios para una tasa de expansión satisfactoria.

Cabe estar prevenido entonces contra la conclusión exageradamente optimista de que la terapéutica de la legislación compensatoria contribuye a extirpar todos los males de la inflación, conclusión que conduce naturalmente a una actitud pasiva en lo que respecta a la política de estabilidad en el nivel de precios.