NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL

LIMITADO

E & WR/WP.2/4
11 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

ALGUNOS PROBLEMAS RELACIONADOS CON EL METODO DE FIJACION DE TARIFAS DE ACUERDO A LA LEY DE SERVICIOS ELECTRICOS CHILENA

por

Renato E. Salazar

Nota: Este texto está pendiente de revisión editorial.

PROLOGO

La teoría que encierra el método establecido por la ley chilena (DFL N°4 del 31 de Agosto de 1959) para la fijación de tarifas de suministro eléctrico, plantea algunos problemas que se estima de interés analizar, no sólo en sus aspectos conceptuales, sino que también en algunos aspectos prácticos.

El presente estudio pretende plantear estos problemas; pero como ya se dijo, emanados de la teoría propiamente tal y no de los defectos de la aplicación que son corrientes y muchas veces importantes en el éxito de la gestión de las empresas y por ende en el abastecimiento mismo; tal es el caso, por ejemplo, del atraso de las autoridades fiscalizadoras en pronunciarse sobre las solicitudes para las modificaciones de tarifas o en la interpretación errática de las disposiciones, producto de razones políticas o de otras influencias.

El análisis de estos conceptos teóricos podría ayudar a resolver equitativamente algunas de las dificultades que se presentan en la Ley de Servicios Eléctricos, lo que se traduciría en la adopción de pautas permanentes y en una simplificación de los trámites de implantación de tarifas, lo que, a su vez, disminuiría los atrasos en la fijación de las mismas.

En los dos primeros capítulos de este estudio se analizan los problemas generales de la tarificación del servicio público eléctrico, sin referencia especial al caso chileno.

En los capítulos siguientes se analizan estos conceptos generales a través de su interpretación en la ley chilena. Análisis que se hace desde el punto de vista técnico-económico y no jurídico.

/1. Introducción

1. Introducción

Es un hecho reconocido universalmente por razones prácticas, en todos los países, que los Servicios de Utilidad Pública, en un rubro determinado (agua, gas o electricidad), sean servidos en una zona dada, por una sola entidad o empresa.

En tales casos la entidad en cuestión, ejerce un monopolio de hecho en lo que respecta a dicho servicio en la zona que se le ha asignado.

Para defender los intereses de los consumidores (o de las empresas) afectos a este sistema de monopolio, las autoridades gubernamentales establecen normas legales a las que deben ceñirse estas empresas. Dentro de dichas reglamentaciones, tal vez las más importantes son las que se refieren a los precios que deben cobrar por los servicios que proporcionan.

Tanto al Estado como a los usuarios les interesa, por una parte, contar con los servicios eficientes, y en consecuencia, dar a las empresas la oportunidad de obtener una rentabilidad razonable de los capitales invertidos, a fin de que constituya un aliciente para la expansión de los servicios de acuerdo a las exigencias de la demanda y por otra parte, que dichas empresas no abusen de la situación de privilegio respecto a las demás industrias, obteniendo utilidades excesivas.

La gran mayoría de las reglamentaciones existentes en los diferentes países, se ha establecido el principio de las "tarifas justas" o de la "utilidad razonable" como pauta de las entidades reguladoras para fijar las tarifas eléctricas de servicio público.

Si definimos como "utilidad" a la diferencia entre las entradas que percibe la empresa en un ejercicio y los gastos en que ha incurrido durante dicho ejercicio, para dar el servicio, se hace necesario relacionar esta utilidad con el monto de inversiones, a fin de tener un criterio de comparación para las empresas, cualquiera que sea la magnitud de sus actividades. Este cuociente, que se denomina "rentabilidad" es, sin duda, para las Empresas Eléctricas de Utilidad Pública, el índice más directo del resultado financiero, debido a que en este tipo de actividades, el factor más importante del costo del servicio es el derivado de las inversiones realizadas para dar dicho servicio.

/De aquí

De aquí que el concepto de "utilidad razonable", se mida en cifra porcentual referida a la inversión, que, como ya se dijo, se denomina "rentabilidad".

"Tarifas Justas", a su vez, serían aquellas que producen en un ejercicio una utilidad razonable calificada a través de una rentabilidad comprendida dentro de ciertos límites pre-establecidos.

2. Tarifas "justas"

Definamos lo que se podría entender por precio "justo" del suministro eléctrico de servico público. Indudablemente existen aquí dos puntos de vista: el punto de vista del empresario y el del consumidor.

Desde el punto de vista del empresario, una tarifa "justa" sería la que conduzca a una remuneración atrayente al esfuerzo económico realizado, esto es, a la inversión y a los gastos de explotación del "negocio" eléctrico.

Desde el punto de vista del consumidor, serían aquellas que para una condición dada: volumen y tipo de consumo, fuentes de abastecimientos disponibles, etc. conduzcan al costo mínimo de servicio, sin desmejorar la calidad de éste.

Ambos puntos de vista tienen aspectos coincidentes y aspectos discrepantes. Tal vez lo más interesante para nuestro análisis es referirnos preferentemente a lo discrepante.

La primera discrepancia se suele producir en determinar el nivel de utilidades consideradas razonables, nivel que, como ya hemos dicho se mide por la rentabilidad.

Cuando el nivel de rentabilidades se estipula en la legislación y después se aplica efectivamente a las empresas, las discrepancias entre los puntos de vista de clientes y empresarios desaparece automáticamente, porque se regula por disposiciones emanadas de una autoridad imparcial.

Cuando la rentabilidad aceptable no está establecida en la reglamentación, la fijación de tarifas se hace generalmente en convenios específicos entre la entidad reguladora y la empresa. Por ejemplo, se autorizan aumentos de tarifas a condición de desarrollar planes de expansión, de pagar mayores salarios a sus empleados, etc. por parte de las empresas.

/Se comprenden

Se comprenden fácilmente las desventajas de este último método respecto al primero. Desde luego, tanto a las empresas productoras de energía como a los consumidores les es difícil hacer planes a largo plazo, porque el costo del suministro está regido por condiciones momentáneas y no es el producto de un análisis económico que considera todos los factores determinantes del costo y sus tendencias a largo plazo.

La segunda discrepancia, proviene de los métodos (o interpretación de los métodos) de evaluación de la inversión y de los gastos de explotación, sobre lo cual es explicable que existan puntos de vista opuestos entre los clientes y las empresas.

En primer lugar, a los clientes no les interesa la historia de la gestión financiera que deriva en el suministro. Para ellos la tarifa debiera medirse bajo condiciones equivalentes a las que existirían en un sistema competitivo. Al consumidor le interesa sacar partido de los progresos tecnológicos que conducen a un abaratamiento continuo de los costos, (medidos en términos monetarios invariables). En otras palabras, el público consumidor es esencialmente marginalista. Probablemente esta no sería su posición de no existir el proceso de abaratamiento continuo, como sería el caso, por ejemplo, de si existiera una tendencia al agotamiento de la fuente de abastecimiento.

El empresario, por otra parte, preconiza generalmente un análisis económico de la gestión en base a los precios históricos, lo que usualmente se refleja en la contabilidad. Para él todos los desembolsos realizados por la empresa, hayan sido útiles o inútiles, deberían computarse al fijar el precio del servicio.

A este respecto, el consumidor alega que "él no tiene por qué pagar los errores cometidos por los empresarios eléctricos" o la región o país debe beneficiarse en forma continua de los adelantos de la tecnología que conducen a un abaratamiento de los costos y el único incentivo para ello es no autorizar tarifas más altas que las que teóricamente resultan de estas innovaciones.

Las oficinas reguladoras se encuentran en el medio, entre estas dos posiciones, debiendo dirimir esta divergencia. Volvemos aquí al punto de partida ¿cuál es la posición justa?.

/Afortunadamente, mucho

Afortunadamente, mucho se ha progresado en los últimos años en la sitematización conceptual de los fenómenos económicos, especialmente en el plano nacional o regional, que se ha denominado campo macroeconómico. Las entidades reguladoras podrían establecer sus normas en materia de tarificación eléctrica basado en dichos conceptos de planificación nacional.

Por otra parte, en la actualidad, a pesar de existir diferencias fundamentales en la filosofía del fenómeno macroeconómico en diversas regiones del mundo, los métodos de análisis son similares para los países en donde predomina el sistema económico de la libre concurrencia o en los países de planificación totalmente dirigida.[1/]

Los conceptos del interés del dinero, costo de oportunidad, tasa de actualización o efectividad de la inversión, permiten llegar a decisiones semejantes sobre la forma técnica de operar o de modernizar los medios de producción en la Consolidated Edison de los EE.UU. o la oficina planificadora de la energía en la URSS.

En un país como Chile, en donde no existe una planificación total, es necesario equilibrar las ideas de atractividad de las inversiones con la adopción de los adelantos tecnológicos, operando con dos parámetros:

Rentabilidad de la inversión

Depreciación de los bienes

y habría que fijar tolerancias respecto a lo que normalmente debe aceptarse como costos sumergidos [2/] (tanteos fallidos, errores corrientes, etc.) mediante coeficientes fijados de antemano.

En resumen, parecería razonable definir los criterios de justeza en la determinación de tarifas eléctricas en base a la adopción de medidas que crean teóricamente las condiciones imperantes en las actividades económicas competitivas (que como ya se dijo, no existen usualmente en el suministro eléctrico) y orientadas de acuerdo con los criterios de planificación nacional que sea conveniente implantar.

1/ Kantorovich: "Calcul economique et l'utilisation des ressources" Traducción del ruso - Ediciones Dunod, Paris.

2/ Lo que en inglés se denomina "sunk costs".

/3. Precios

3. Precios reglamentables

Hasta aquí hemos hablado en forma un tanto imprecisa de la fijación por las entidades reguladoras de un precio del servicio que conduzca a la obtención de una rentabilidad prefijada, considerada como razonable.

En realidad, las modalidades del suministro y del consumo de energía eléctrica, no permiten establecer un precio único por unidad (kWh de energía). Esto conduciría a diversos inconvenientes que no es del caso analizar aquí, pero, que en último término, redundarían en un mayor costo del servicio por la inadecuada utilización de las instalaciones de generación, transmisión o distribución.

En la mayoría de los casos en donde existen reglamentaciones que aseguran a las empresas la obtención de una rentabilidad prefijada, ésta no se obtiene en la práctica por diversas razones, desde el incumplimiento liso y llano de las reglamentaciones por las autoridades competentes, o por otras como: lo que en los EE.UU. denominan "regulatory lag" (atraso en la concesión de aumento de tarifas) a que ya se ha hecho referencia, o por otras razones diversas. En estas condiciones existe por parte de las empresas un aliciente hacia la reducción de costos y el aumento de las ventas mediante la racionalización de la tarificación tendiente a la utilización óptima de las instalaciones a fin de, una vez fijada la tarifa, acercarse a la rentabilidad teórica.

De aquí que serían las empresas mismas las que se encuentran en la mejor posición para establecer los precios individuales, por tipo de consumidor, en forma de tomar diversas medidas como la de promover consumos con tarifas más bajas en las horas donde hay capacidades inaprovechadas u otras medidas en concordancia con la función "precio-demanda" que rija en el mercado de la energía eléctrica.

La reglamentación tarifaria debería limitarse, en consecuencia, a fijar una tarifa media del suministro, entendiéndose como tal, la relación entre el Costo Anual económico [1] y el número de unidades de energía (kWh) suministradas.

1/ Costo Contable más la utilidad que es función del capital invertido en base a la rentabilidad fijada en la reglamentación.

/Si llamamos

Si llamamos s (E°/kWh) la tarifa media, C_A (E°) el costo anual económico y E (kWh) la energía anual vendida, se tiene:

$$s = \frac{C_A}{E} \qquad (1)$$

Conocida la tarifa media s, la empresa puede "calibrar" los precios relativos para los diferentes tipos de consumo de manera que las tarifas individuales conduzcan a dicho precio medio.

El Costo Anual C_A podemos descomponerlo en los siguientes rubros:

a) Costo de operación y mantención

b) Depreciaciones

d) Rentabilidad de la inversión

d) Otros gastos

En el grupo a) estarían incluidos todos los componentes variables del costo, entendiéndose como tal, a los que varían proporcionalmente a la energía producida y entre los cuales se puede mencionar los siguientes rubros más importantes: valor de los combustibles, compra de energía a otras empresas, valor de las mantenciones atribuidas al desgaste de los equipos, etc. además, estarán incluidos los sueldos y jornales con los respectivos aportes provisionales.

Dentro de los componentes del costo de operación y mantención, que no corresponden a los costos variables hay cierta proporción de ellos que pueden considerarse proporcionales al costo de la inversión.

Extrictamente hablando, desde el punto de vista técnico-económico los grupos b) y c) deberían englobarse en un solo rubro, que es proporcional a la inversión reconocida por la entidad reguladora, siendo el coeficiente de proporcionalidad el denominado generalmente "factor de recuperación del capital", que se calcula según la vida útil media ponderada de las instalaciones y la rentabilidad prefijada, a que hemos hecho referencia. Toma la forma de dos rubros separados si se adopta el concepto de hacer reservas de depreciación anuales constantes (depreciación lineal) y se mide la rentabilidad en relación al valor depreciado de la inversión. Volveremos más adelante sobre estas materias.

/El rubro d)

El rubro d) puede estar constituido por impuestos, contribuciones, seguros, asesorías, y en general, por todo lo que no está incluido en los otros rubros.

Adoptemos los siguientes símbolos para las cantidades en juego:

- v la componente variable del rubro a).
- E_p La energía producida anualmente.
- I El valor nuevo de la inversión.
- r El factor de recuperación del capital.
- a Factor de proporcionalidad de los costos directamente ligados al monto de la inversión que no corresponden a la depreciación ni rentabilidad.
- A Los demás constituyentes del costo anual.

De acuerdo a lo anterior podríamos formular la siguiente expresión:

$$C_A = v\ E_p + (r + a)\ I + A \qquad (2)$$

También podríamos relacionar la energía vendida con la energía producida a través de la expresión:

$$E_p = (1 + p)\ E \qquad (3)$$

en que p es el valor de las pérdidas de ingreso entre la producción y el consumo expresadas en tanto por uno (0/1) de la energía consumida. De aquí que la expresión (2) puede escribirse:

$$C_a = \underbrace{v\,(1 + p)}_{v'}\ E + \underbrace{(r + a)\ I + A}_{F} \qquad (4)$$

$$C_a = v'\ E + F \qquad (5)$$

El valor v' representa el costo variable en el punto de entrega o consumo de la energía y podríamos considerarlo como constante en relación al consumo E, lo que equivale a suponer eficiencias constantes; suposición que para estos efectos sería aceptable y F serían los costos fijos que son proporcionales a la inversión I.

/La determinación

La determinación de cada uno de los parámetros contenidos en la expresión (4) puede ser materia de largas discusiones si se trata de la fijación de tarifas. En lo que respecta a la legislación chilena, en los próximos capítulos nos referiremos a los problemas que se originan en la mencionada valorización.

4. Legislación chilena

La Ley General de Servicios Eléctricos chilena dictada por el Decreto DFL N°4 del 31 de Agosto de 1959, en general, no modifica sustancialmente la ley anterior respecto a la forma de determinar las tarifas para las Empresas Eléctricas de Utilidad Pública.

El Art. 136 de esta ley estipula que "Las tarifas que podrán cobrar como máximo las Empresas Eléctricas, serán reguladas en la forma que establece el Art. 144, en relación con el valor del Capital Inmovilizado..."

El Art. 137 define el Capital Inmovilizado como "el costo de reemplazo de todas las obras, instalaciones y bienes físicos afectos a las respectivas concesiones, incluyendo los intereses intercalarios, destinados a dar 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 instalación...".

Estos últimos rubros quedan también definidos en la Ley y el Art. 155 establece que una entidad denominada Comisión de Tarifas resolverá sobre la fijación de los Capitales Inmovilizados y los pliegos de tarifas que soliciten las Empresas.

El Art. 144 establece que "la Comisión de Tarifas fijará las tarifas de las Empresas Eléctricas de Servicio Público, de modo que ellas produzcan a las Empresas una utilidad neta anual de 10% sobre el Capital Inmovilizado de la respectiva concesión....".

En el Art. 148 se define la utilidad neta como "la diferencia entre las entradas de explotación y los gastos de explotación....". La Dirección General de Servicios Eléctricos está facultada para aprobar dichos gastos y, en general, informar a la Comisión de Tarifas sobre los aspectos técnicos y legales de las solicitudes presentadas por las Empresas. Al definir los gastos de explotación, se establece en el mismo artículo que los gastos de depreciación no podrán ser inferiores al 2.5% ni superiores al 4% de los bienes físicos depreciables (se subentiende que anualmente).

A continuación nos referiremos a cada una de las cantidades comprendidas en la fórmula (4) que dicen relación con la determinación de tarifas, a la

/luz de

luz de las disposiciones de la Ley General de Servicios Eléctricos chilena a que ya se ha hecho referencia.

4.1 Costos proporcionales a la producción. Este costo está expresado por el valor v' de la fórmula (4). Al respecto la Ley no establece otras disposiciones limitativas que la simple enumeración de los gastos de explotación contenida en el Art. 148. Además, mediante lo dispuesto en el Art. 147, las empresas tienen derecho a que se revisen sus tarifas "en caso de que hayan variado en más de un 10% 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".

De lo anterior se desprende que en estos aspectos la Ley tiene un criterio de costos históricos, limitándose a exigir que las Empresas comprueben ante las Autoridades la autenticidad de los gastos.

Teóricamente no existiría más aliciente para las Empresas en bajar sus costos que el que se produce automáticamente al no autorizar la Comisión de Tarifas precios que alcancen a producir la rentabilidad de 10 a 12%. Si se excedieran estos niveles, una Empresa que tuviera la oportunidad de operar más económicamente su sistema de generación, por ejemplo, generando mayor cantidad de energía hidroeléctrica en reemplazo de energía térmica u operando con las unidades más eficientes dentro de este último tipo de generación, no ganaría nada económicamente, sino que, por el contrario, podría ser la causa de una rebaja de tarifas.

Sin embargo, esta objeción es en la actualidad teórica, porque los niveles de rentabilidad máxima permitida en la práctica no se logran, por diversas razones, con las tarifas que aprueba la Comisión; por lo cual existe un gran incentivo en las Empresas en Chile a mejorar los sistemas de explotación para bajar los costos.

4.2 Costos proporcionales a la inversión. Descontando el término a de la fórmula (4) que representa ciertos costos de operación y mantención independientes de la producción y ligados a la magnitud de la inversión, la parte más importante de los costos anuales fijos lo dan los rubros de depreciación y rentabilidad que se espera obtener de la inversión.

En estricto rigor y a pesar de que no está explícitamente dicho en la Ley, el costo anual por estos conceptos debe calcularse mediante el método de depreciación lineal, porque en el texto se habla al definir el Capital Inmovilizado de los bienes "considerados en su actual estado de conservación" (Art. 137 citado) y en el Art. 148 se habla de gastos de depreciación anuales constantes comprendidos entre 2.5 y 4% de los bienes físicos.

/La cuestión

La cuestión de que si legalmente podrían emplearse otros métodos para depreciar los bienes, no corresponde a las materias de este estudio; pero convendría recordar que desde el punto de vista económico-matemático, existen varios otros métodos "equivalentes", es decir, que podrían conducir al mismo resultado económico en un plazo dado. Para ello bastaría que se cumpla el denominado "principio de equivalencia del dinero" el cual establece: que un E° recibido o desembolsado hoy, equivale a $\frac{1}{(1+i)^n}$ E° por recibir o desembolsar a n años de la fecha de hoy, siendo i el interés anual del dinero, medido en 0/1 (tanto por uno).

En resumen, las disposiciones anteriores, en la práctica, se aplican en la siguiente forma:

Se hace un avalúo de los bienes de las empresas basado en lo que costarían a la fecha del avalúo (teoría del costo de remplazo). A cada componente de los bienes físicos depreciables, se les asigna una vida útil de acuerdo a pautas normalizadas y se le computa la edad en que han estado en servicio a la fecha del avalúo. La relación entre el tiempo en servicio y la vida útil estipulada, constituye el coeficiente de depreciación acumulada. El valor actualizado del bien en cuestión es el valor nuevo menos la depreciación acumulada.

La suma de los valores de todos los bienes actualizados según el método descrito, más otros rubros, como el capital de explotación y los bienes intangibles definidos en la Ley, constituyen el Capital Inmovilizado.

Por otra parte, el coeficiente de depreciación correspondiente a un año, que es el valor recíproco de la vida útil de cada bien, constituye el coeficiente de depreciación anual. La suma de los productos del valor nuevo de cada bien multiplicado por su respectivo coeficiente de depreciación anual, constituye el costo anual por concepto de depreciaciones de los bienes de la empresa.

Las razones por las cuales seguramente en nuestro país se ha preferido este método en la computación del costo anual a otros métodos, son de carácter histórico. En efecto, los cálculos económicos de la década del veinte pretendían siempre una conciliación con las cifras contables o de balance.

De acuerdo a los conceptos contables, la depreciación anual de los bienes constituye un elemento de costo aceptado por razones legales o tributarias, no así la rentabilidad que se espera obtener del capital y que las legislaciones regulatorias de las Empresas de Utilidad Pública, en cierto modo, garantizan en un nivel razonable, como ya se explicó anteriormente.

/Cualquier otro

Cualquier otro método que no establezca para las depreciaciones un régimen de proporcionalidad a las inversiones o una depreciación a velocidad constante, hace difícil separar los rubros rentabilidad autorizada y la depreciación, en el ejercicio financiero de una Empresa de Utilidad Pública reglamentada y, en consecuencia, no se presta para su adopción en los métodos contables.

La otra ventaja, aunque sea de carácter aparente de la aplicación del método de la depreciación lineal, lo constituye la facilidad en la determinación del valor actualizado de los bienes que se usa generalmente en la evaluación de los mismos.

Esta ventaja es solamente aparente, porque si los bienes se avalúan para venderlos a otro empresario o liquidarlos, estas transacciones se efectúan inexorablemente al valor comercial de los bienes en donde, no sólo desempeñan un papel importante de los factores habituales de la depreciación, como el uso y la obsolescencia, sino que también la oferta y la demanda y una infinidad de otros factores que están muy lejos de afectar linealmente con el tiempo al valor de los bienes.

Por otra parte, si la función de las entidades reguladoras es la de fijación de tarifas justas para las empresas, esto no se logra exclusivamente mediante la determinación del valor actualizado de los bienes, sino que por cualquier otro método que logre el fin propuesto; en otras palabras, la determinación del valor actualizado de los bienes de una empresa no constituye un fin sino uno de tantos medios para lograr un régimen de tarifas justas.

El término rI de la fórmula (4), toma la expresión:

$$r'I = \frac{I}{n} + iI\left(1 - \frac{m-1}{n}\right) \qquad (6)$$

en que m es el número de años transcurridos desde que se realizó la inversión I. En la práctica el valor I está compuesto de numerosos componentes que denominaremos I_j, que representan bienes que necesariamente no han entrado simultáneamente en servicio o tienen vidas útiles n_j diferente entre sí. El valor I representa un promedio, con lo cual la fórmula (6) toma la forma:

/$r'I =$

$$r'1 = \sum \frac{I_j}{n_j} + i \sum I_j \left(1 - \frac{m_j - 1}{n_j}\right) \qquad (7)$$

La determinación de estos valores presentan una serie de problemas que amagan seriamente los fundamentos en que se basa la Ley de Servicios Eléctricos chilena en materia de tarifas.

En primer lugar, para una Empresa que durante un período de tiempo ha tenido inversiones, gastos de explotación y venta de energía sin variaciones, resulta la incongruencia de que la tarifa calculada de acuerdo al procedimiento establecido, resulta variable año a año en forma decreciente.[1/]

Si los cálculos justificativos de una nueva tarifa se hacen para que en el año a que se aplican los antecedentes presentados se obtenga una rentabilidad 10 por ciento, el solo transcurso de un año sin que se altere ninguno de los parámetros en juego, arrojaría una rentabilidad superior al 10 por ciento.

Para obviar estas dificultades se pueden hacer cómputos bajo suposiciones ficticias como la de calcular la rentabilidad para el año mediano de un período equivalente a la vida útil de los bienes.

Fuera de que esta suposición es incorrecta desde el punto de vista matemático, como se demostrará más adelante, es sumamente impreciso predecir las cantidades como venta de energía, gastos de explotación, flujo de inversiones y retiros, etc., para un período tan largo como la vida útil media de los bienes que puede alcanzar de 30 a 50 años.

Otro inconveniente del procedimiento de determinación de tarifas en base a la rentabilidad calculada sobre el valor depreciado linealmente del Capital Inmovilizado, lo constituye la naturaleza misma del cálculo.

En efecto, una vez determinado el Capital Inmovilizado mediante el costo de reemplazo, se calcula para cada bien j su valor nuevo I_j; en seguida hay que llevar un registro de los tiempos transcurridos entre el momento de puesta en servicio y la fecha de avalúo.

1/ Matemáticamente esto se puede demostrar combinando las fórmulas (1) y (6).

/Con la

Con la estimación previa de la vida útil teórica de cada uno de estos bienes, debe computarse la depreciación acumulada que hay que deducirlas del valor nuevo I_j.

Para formarse una idea del volumen de trabajo que involucra este sistema, podemos partir del número de rubros que forman un inventario típico de una central hidroeléctrica. Por ejemplo, la central Abanico de la ENDESA que inició su funcionamiento en el año 1948, tenía un inventario de 480 rubros. Desde esa fecha hasta la actual se han agregado al inventario 567 rubros, lo que da un total de 1 047; muchos de los nuevos rubros corresponden a la misma descripción de materiales o instalaciones del inventario original; pero deben tratarse como diferentes por tener una vida de servicio. (y una depreciación acumulada) diferente a la fecha de avalúo.

Se comprende que siendo la central Abanico uno de los numerosos establecimientos de la ENDESA y que fuera de las demás centrales existen un gran número de líneas de transmisión, distribución y subestaciones, el número de rubros del inventario a los cuales hay que llevarles la historia año a año para determinar la depreciación global del conjunto, es un trabajo enorme y tedioso que exige a las empresas y a la entidad reguladora gran cantidad de personal, fuera de que este tipo de trabajo está expuesto a errores que pueden ser de importancia.

5. Posibles simplificaciones al método vigente para la determinación de los cargos de capital

Las formas de simplificar el trabajo de determinación del Capital Inmovilizado y sus componentes del costo anual, podemos dividirlas en 3 categorías o casos: a) modificación de procedimientos manteniendo las disposiciones legales existentes; b) cambio del sistema de depreciación y c) empleo de índice de costo.

Caso a). Si en lugar de operar con los componentes I_j del Capital Inmovilizado se pudiera trabajar con el conjunto I de este capital, existirían enormes ventajas desde el punto de vista operatorio.

Podemos partir de la relación que define la vida media del conjunto:

$$/n = \sum \frac{I_j \, n_j}{I}$$

$$n = \sum \frac{I_j \, n_j}{I} \qquad (8)$$

En la determinación de la vida media es necesario admitir el concepto de la vida máxima de gestión de las instalaciones, que podríamos denominar ñ. Esta sería la vida máxima previsible del conjunto funcional pasado el cual dicho conjunto no tiene razón de ser por razones de obsolescencia y otras. De acuerdo a este concepto los bienes no depreciables (o de vida de servicio extremadamente larga) como las obras civiles, se deberían depreciar en el período ñ. La vida media útil n sería siempre menor que ñ debido a la mayor o menor proporción de bienes depreciable en períodos menores que el de gestión.

Estadísticamente y basado en numerosos avalúos practicados por la Dirección General de Servicios Eléctricos a las diversas empresas, se podría llegar a una tabulación del tipo de la que se indica, a la que se le ha agregado una columna con el "factor de recuperación del capital" r 1/ para objetos que se indicarán más adelante.

La adopción de un período de vida media (columna 3 del cuadro) permite calcular de inmediato el factor de depreciación anual (columna 4), que multiplicado por el valor nuevo del capital se obtiene el costo anual por depreciación.

Para calcular el costo anual por concepto rentabilidad es necesario conocer el valor medio m de los años de servicios desde su iniciación hasta el momento del avalúo, que podría definirse como:

$$m = \sum \frac{I_j \, m_j}{I} \qquad (9)$$

para lo cual habría que llevar un registro de los bienes y de sus respectivas fechas de puesta en servicio. Registro bastante más simple que el de las depreciaciones acumuladas.

1/ $r = \frac{i\,(1+i)^n}{(1+i)^n}$ en donde i es el interés y n el plazo de depreciación

/Cuadro 1

Cuadro 1

VIDA MEDIA DE LAS OBRAS, EJEMPLO ILUSTRATIVO

Tipo de instalación	Vida media de gestión ñ (años)	Vida media n (años) a/	Factor de depreciación anual $\frac{1}{n}$	Factor de recuperación del capital 10% interés
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Centrales Generadoras				
Hidroeléctricas	50	40	0.0250	0.1023
Térmicas a vapor	40	30	0.0333	0.1061
Diesel	30	25	0.0400	0.1102
Nucleares	25	20	0.0500	0.1175
Líneas de Transmisión				
Estructura metálica	50	40	0.0250	0.1023
Estructura hormigón	50	35	0.0285	0.1037
Estructura madera	50	30	0.0333	0.1061
Subestaciones de transformación				
Capacidad o a .... KVA	40	30	0.0333	0.1061
Capacidad o a .... KVA	40	25	0.0400	0.1102
Redes de distribución				
Subterráneas	50	40	0.0250	0.1023
Aéreas postación metálica	40	30	0.0333	0.1061
Aéreas postación hormigón	40	30	0.0333	0.1061
Aéreas postación madera	40	25	0.0400	0.1102

a/ No corresponde a determinación estadística, sino que son cifras meramente ilustrativas.

/Con estos

Con estos datos podría calcularse en un año m cualquiera la expresión de la fórmula 6. De dicha fórmula se podría calcular un valor equivalente de r que denominaremos r'.

$$r' = \frac{1}{n} + i \left(1 - \frac{m-1}{n}\right)$$

La tarifa media por adoptar de acuerdo a la fórmula (4) resulta entonces:

$$s = \frac{v'E + (r' + a) \quad I + A}{E}$$

Caso b). Los cambios que involucra este caso a los procedimientos actualmente en uso podrían significar una discrepancia con el texto de la Ley (DFL N° 4), a no ser de que los juristas acepten "el principio de equivalencia del dinero" a que ya se ha hecho referencia. Este cambio consiste en reemplazar el método de depreciación lineal de los bienes por el de "recuperación del capital" que envuelve el concepto de depreciación acumulativa o sinking fund.

La adopción de este método comprende una serie de simplificaciones en los cómputos de los elementos de costos que son funciones del Capital Inmovilizado y presenta varias ventajas adicionales respecto a los cambios ya sugeridos y que hemos denominado caso a).

Desde luego es el método exacto de computar los cargos anuales de capital y es así como a inversiones, gastos de explotación y entradas constantes en un período, conduce a tarifas también constantes.

No requiere la adopción de suposiciones ficticias del año mediano del período de estudio, que puede significar errores de importancia; en efecto de la fórmula (6) se puede calcular la relación $\frac{m}{n}$ que representa el tanto por uno de la vida de los equipos en donde el método lineal es equivalente al de recuperación del capital:

$$\frac{m}{n} = 1 + \frac{1+i}{ni} - \frac{r}{i} \qquad (10)$$

Para los valores de n usados en la Tabla 1 ei = o,10, se tiene:

/(años)

(Años) n	$\frac{m}{n}$	(Años) m
25	0,34	8,5
30	0,265	8,0
35	0,213	7,5
40	0,173	6,9

De acuerdo con esta Tabla se puede ver que, para los datos dados, el año en que se cumple exactamente el principio de equivalencia no es el mediano del período ($\frac{m}{n}$ = 0,50) sino que un valor apreciablemente menor.

Las mayores ventajas en la implantación del método de depreciación acumulativa, reside en la simplificación de la operatoria de los cálculos, si se combina con el concepto de vida media de servicio explicada en el caso a).

En efecto, el costo anual por depreciación y rentabilidad (r I) pasa a ser ahora una función de la inversión inicial I y no es necesario llevar registros de cada rubro del inventario I_j a fin de determinar el plazo medio de servicio.

En resumen, mediante este sistema habría que:

i) Computar los valores nuevos de reemplazo de cada rubro del inventario, a medida que entren en servicio;

ii) De una tabulación similar a la Tabla 1, se obtendría la vida media n del conjunto de los bienes de la obra en cuestión;

iii) Con el valor n y el interés prefijado i, se calcularía el factor de recuperación del capital r;

iv) Con los demás datos de gastos de explotación y venta de energía se calcularía la tarifa s de acuerdo a la fórmula (1).

Caso c). El esfuerzo realmente considerable y "heroico", como lo ha calificado un experto extranjero, que deben hacer en Chile tanto las empresas como la entidad reguladora para calcular sus tarifas, deberá ir constantemente en aumento, porque el número de obras y establecimientos afectos a la reglamentación tarifaria crece paralelamente a la demanda eléctrica. Sin embargo, esta enorme complicación no parece justificada desde el punto de vista del grado de precisión final obtenido.

/En estos

En estos cálculos existe un tal cúmulo de suposiciones cuya precisión es incierta: caso de las predicciones de entradas y gastos, estimaciones de las vidas útiles, etc., que es imposible llegar a resultados de validez comprobable y en que el esfuerzo gastado, cualquiera que sea el grado de laboriosidad empleado, no altera el hecho de la imprecisión de las premisas básicas.

De lo anterior se desprendería la posibilidad de simplificar aún más estos cálculos si se aceptan valores derivados de la estadística, cuya imprecisión no excede la de los valores actualmente empleados en los cálculos "exactos".

Tales posibilidades se relacionan con la estimación del Capital Inmovilizado sin hacer un avalúo "histórico" y, por otra parte se aprovecharía toda la labor realizada desde hace años en estas materias.

Algunos tipos de obras, como las líneas de transmisión obedecen a esquemas estandarizados en cuanto a diseños y materiales, por lo cual se prestan para su valorización mediante costos unitarios. En este caso serían costos por kilómetro, en función del voltaje de la línea, número de circuitos, sección y material del conductor; costos que se castigarían o premiarían de acuerdo a ciertas pautas preestablecidas relativas al trazado u otras circunstancias.

Un tratamiento similar podrían tener las centrales a vapor o disel en donde el costo global predominan el valor de los equipos a los cuales se les puede aplicar ciertos costos índice, sobre las obras civiles afectan a las condiciones locales.

Finalmente, la estimación de las inversiones requeridas por las centrales hidroeléctricas, podrían también hacerse en base a la adopción de ciertos costos índice por kilowatt instalado y grado de respaldo anual de energía; porque, como ya lo ha hecho presente el autor en otras ocasiones, para una época dada de desarrollo hidroeléctrico de una zona, las soluciones seleccionadas, se desplazan en un margen de costo unitario bastante restringido, sea porque todas las posibles soluciones más ventajosas de la que se encuentra en estudio, ya se han realizado o porque las soluciones más caras tienen una competencia efectiva en otras fuentes de generación, como por ejemplo, las soluciones termoeléctricas.

/La configuración

La configuración geográfica de la zona central de nuestro país (en donde las soluciones hidroeléctricas son las más atractivas) se presta muy bien para la adopción de precios índice, por kilowatt instalado en función de la latitud geográfica[1/] además de los parámetros usuales como tamaño y respaldo anual de energía.

Si los costos índice están razonablemente calculados, en base a la experiencia y a la estadística de las obras cuyos avalúos se han hecho en forma histórica, en promedio, y aplicados a un conjunto de obras, las empresas no va a ganar ni a perder respecto a los resultados que se obtienen por el método actual. Por otra parte se lograría así la exigencia de los consumidores a que hicimos referencia al comienzo de este estudio, forzando a las empresas por todos los medios de la técnica a batir los precios índices y encuadrarse a los menores costos posibles.

6. Costos de explotación

El análisis del caso c) aplicado a los costos que son función del monto del Capital Inmovilizado, se refiere a la adopción de costos índice estádisticos para la determinación de dicho capital. Este mismo procedimiento podría extenderse a la determinación de los costos de explotación de una empresa eléctrica de servicio público, sin necesidad de recurrir al demorado proceso de justificación histórica de los costos ya realizados por concepto de consumo de combustible, compra de energía, pago de sueldos y salarios, etc.

Bastaría con analizar en base a la experiencia nacional y extranjera y a los factores locales, lo que se requiere para la operación de una empresa similar a la que está afecta al estudio de tarifas.

Habiéndose establecido, por ejemplo, el personal necesario para la correcta operación de una planta, habría que establecer, por comparación con el personal de otras industrias, los niveles de sueldos y salarios que teóricamente habría que pagar. Por otra parte, conociendo

---

1/ Ver trabajo presentado a la reunión de Melbourne de la Conferencia Mundial de la Energía, titulado "Desarrollo Hidroeléctrico de la Región Central de Chile", por los Ingenieros Croxatto, Bennett y Campero.

/los rendimientos

los rendimientos térmicos promedios para un período de operación, la componente del costo originada por los combustibles se obtendría combinando dicha información del rendimiento con el precio unitario del combustible.

Basado en lo anterior podrían tabularse, según sea el caso, de elementos de costo de operación por concepto de sueldos y salarios, combustibles, etc., para una serie de diferentes clasificaciones de obras como centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución, etc.

Los gastos generales de administración, como los de gerencia y otros, se prestan muy bien para estimarlos en base a índices que pueden ser valores porcentuales de los costos directos.

Por otra parte, si los costos índice están expresados en función de determinados parámetros, la variación de éstos puede afectar el costo del servicio reconociendo automáticamente estos cambios, sin necesidad de que las empresas deban presentar extensos estudios a las entidades reguladoras de justificación de la variación de precios por la alteración de dichos parametros.

Es indudable que el establecimiento de los costos índice de explotación es una materia eminentemente técnica que requeriría la participación de perso. altamente especializado. Sin embargo, las ventajas que se obtienen en la adopción de los métodos propuestos, justificaría la contratación de este tipo de personal por las entidades reguladoras, que reemplazarían al personal que trabaja en funciones meramente burocráticas destinado a revisar documentación o verificar cómputos aritméticos como los derivados de la aplicación de método de depreciación lineal al Capital Inmovilizado, a que ya se ha hecho referencia.

Tal como en la determinación de los costos del servicio derivado de los cargo de capital, el empleo de costos índice para valorizar los costos de explotación, permiten satisfacer la exigencia de los consumidores a que se ha hecho referencia anteriormente, de no pagar tarifas justificadas con gastos de las empresas que no sean el resultado de una explotación racional y económica.

Al adoptar costos índice ajustados a condiciones técnicas estrictas para la explotación, las empresas se preocuparían de no excederlos, porque esto significarían una pérdida no reconocida por parte de la entidad reguladora.

/A su

A su vez, la mayor expedición en la fijación de tarifas, derivada de la adopción del procedimiento propuesto evitaría o disminuiría los efectos del denominado regulatory lag que es en este momento uno de los problemas más importantes que enfrentan las empresas eléctricas de Chile.

7. Conclusiones

Con el objeto de lograr el objetivo de establecer para las Empresas de Servicio Público "tarifas justas", se considera innecesaria la inclusión en la Ley de Servicios Eléctricos chilena las disposiciones tendientes al control financiero y balance de las empresas. Estos aspectos que se reglamentan con fines de tributación y supervigilancia de los derechos de los inversionistas están controlados por la entidad oficial, la Superintendencia de Compañías de Seguros y Sociedades Anónimas, al igual que cualquiera otra empresa comercial organizada bajo el régimen de sociedad anónima.

Los antecedentes que sirven de base para la determinación de tarifas no pueden fundarse en los costos históricos establecidos de acuerdo a las normas contables, sino que en predicciones técnicas de los costos basados en los sistemas de operación y desarrollo racional de las empresas, lo que debe reemplazar el efecto de la libre competencia que prevalece en los sistemas no sujetos a la condición de monopolios. Esta predicción teórica debe estar orientada con criterios de planificación nacional tendientes a normas como a la mejor utilización de los recursos económicos disponibles en el país, ahorro de divisas, etc.

Eliminada la exigencia de la reconciliación contable, las tarifas deberían fijarse en base a la obtención por parte de las empresas de una rentabilidad prefijada en relación con la inversión requerida. Esta inversión puede estimarse, en una primera etapa, por el costo nuevo de reemplazo de los bienes, independientemente de su tiempo de uso y, en el futuro, en costos índice de inversión previamente establecidos en base a la experiencia técnica.

Deberían adoptarse vidas medias útiles para los diferentes tipos de obras, también en base a la experiencia técnica que, combinado con la rentabilidad adoptada y el valor nuevo de las obras, permiten estimar la componente del costo total correspondiente a los cargos de capital.

/A la

A la componente anterior se agregarían los costos de explotación basados en costos índice calculados en la forma anteriormente explicada.

Los dos rubros mencionados constituirían el costo anual del servicio que, dividido por la energía vendida en el año, daría la tarifa media por cobrar por unidad de energía (kWh).

El sistema de fijación de tarifas que se ha explicado, permite lograr razonablemente los dos objetivos básicos que persiguen empresas y consumidores:

i) Tarifas al menor costo con la calidad del servicio, y

ii) Tarifas remunerativas y obtenidas en fecha oportuna, lo que se logra debido a la drástica simplicación de los procedimientos.