

¿Captura del regulador?

Fallas en la regulación de las

tarifas eléctricas

Jorge Hernández,
Abraham Sánchez

y
Allan Calderón

UNIVERSIDAD DE COSTA RICA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ECONOMÍA

*¿CAPTURA DEL REGULADOR?. FALLAS EN LA REGULACIÓN
DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS EN COSTA RICA: CASO ICELEC 1979-2000*

*JORGE HERNÁNDEZ, ABRAHAM SÁNCHEZ Y
ALLAN CALDERÓN*

Envíe sus comentarios sobre el texto directamente a los autores:

ACALDERONMO@bncr.fi.cr

Para citar este libro puede usar el siguiente formato:

Hernández, J., Sánchez, A. y Calderón, A.(2005) *Fallas en la regulación de las tarifas eléctricas*.
Edición digital a texto completo accesible en
www.eumed.net/libros/2005/acm1/

ISBN: 84-689-3317-1
Nº Registro: 05/55693

editado por
eumed.net

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	5
I. MARCO TEÓRICO.....	8
I.1. FUNCIÓN DEL GOBIERNO.....	8
I.2. FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN.....	9
I.3. FALLOS DE LA REGULACIÓN.....	9
I.4. ALGUNOS MECNISMOS DE REGULACIÓN.....	10
I.5. OBJETIVO DE LA REGULACIÓN	13
I.6. TARIFAS ÓPTIMAS.....	14
I.7. FALLOS DEL MERCADO	17
I.8. EL MONOPOLIO DE SEVICIO PÚBLICO.....	20
II. MARCO CONCEPTUAL.....	22
II.1. SERVICIOS PÚBLICOS.....	22
II.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS.....	22
II.3. REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS.....	23
II.4. ALCANCE DE LAS AUTORIDADES REGULADORAS	25
III. METODOLOGÍA GENERAL DEL TRABAJO.....	27
III.1. CÁLCULO DE LA TARIFA ELÉCTRICA (ICELEC)	29
III.2. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	32
III.3. DATOS PARA LA INVESTIGACIÓN	34

IV. ARGUMENTOS TEÓRICOS ACERCA DE LA REGULACIÓN SEGÚN LA TASA DE BENEFICIOS	45
IV.2. ANÁLISIS Y EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y LA PRODUCCIÓN DEL ICE.....	46
IV.3. CONSIDERACIÓN DE SUBSIDIOS – CARGA A SECTORES.....	53
IV.4. RATE OF RETURN REGULATION: EFECTIVIDAD DE LA REGULACION EVALUACIÓN DEL AJUSTE REAL DEL MODELO TARIFARIO.....	55
IV.5. HIPÓTESIS ALTERNATIVAS SOBRE LA FIJACIÓN DE TARIFAS.....	60
IV.6. ESTUDIO DE LA REGULARIDAD EN LA PRESENTACIÓN DE LOS AJUSTES TARIFARIOS	64
V. CONCLUSIONES.....	66
BIBLIOGRAFÍA.....	71
ANEXOS.....	73

RESUMEN*

El tema de la correcta regulación de las tarifas que se cobran por la prestación de los diferentes servicios públicos en nuestro país, incluye una gama de temas de la más amplia variedad.

La presente investigación tiene como objetivo principal, identificar los fallos e ineficiencias en la regulación del sector eléctrico, específicamente para el caso de ICELEC, a fin de señalar puntos débiles del modelo tarifario actual y proponer algunas posibles soluciones y retos para la entidad reguladora.

Teóricamente, el modelo de cálculo tarifario debería generar un sobre inversión en la empresa, ante la imposibilidad de aumentar las tarifas vía gastos, que pueden ser mejor controlados. Si se da esta sobre inversión, las tarifas aumentan con lo que ocurre el primer fallo: formación de incentivos, pues el aumento en los precios afecta negativamente el bienestar de los consumidores. A pesar de ello, desde 1995, las tarifas de ICELEC han venido disminuyendo en términos reales, mientras la producción no cesa de aumentar.

La ecuación tarifaria no se cumple en cada periodo. Esto quiere decir que ARESEP no está siendo capaz de hacer cumplir la estabilidad financiera que le permita a ICELEC operar con los recursos que se supone le garantiza el modelo de tasa de retorno, por lo que, si efectivamente está operando al costo, no está dotado de un flujo constante de réditos que le permitan invertir en sus planes de inversión y crecimiento.

La “captura del regulador” se evidencia en la presencia de factores ajenos a los explícitos en la metodología tarifaria, significativos a la hora de explicar los réditos para el desarrollo y tarifas observados durante el periodo. Tal es el caso de la significancia del ciclo político en la fijación de tarifas, que ocasiona que el rédito para el desarrollo cada primer año de gobierno (durante la década de los 90) fuese 2,8% superior a los niveles esperados; o la significancia de los atrasos o no presentación de ajustes tarifarios en 5 de los periodos estudiados, lo que indicaría que se generaron réditos para el desarrollo 3,28% menores a los esperados en cada periodo.

* Un especial agradecimiento a los personeros de ICELEC y ARESEP que colaboraron con el suministro de información, datos y opiniones para la elaboración de la presente investigación, especialmente a Francisco Garro y Álvaro Barrantes.

INTRODUCCION

El tema de la correcta regulación de las tarifas que se cobran por la prestación de los diferentes servicios públicos en nuestro país, incluye una gama de temas de la más amplia variedad.

Dentro de la amplia gama de bienes que se incluyen en el marco regulatorio de la ARESEP, se incluyen tanto servicios públicos estatales como privados; además, la mayoría son monopolios y en general, podrían encajar dentro de la categoría de monopolios naturales (donde se ubica el sector eléctrico). Pero además, la fijación de estas tarifas tiene una importancia relativa en términos del “costo de la vida”, es decir, los efectos de sus precios en el cálculo del índice de precios al consumidor que calcula la Dirección General de Estadística y Censos (DGEC).

Hilando más delgado, se podrían encontrar una serie de problemas propios de cada sector, que incluyen desde las características naturales de cada mercado de servicios, como las características derivadas de las propiedades del marco costarricense; así mismo, se podría investigar las posibilidades de la apertura de los monopolios de muchos de estos servicios vs. mantenerlos, así como investigar las nociones básicas sobre eficiencia en la tarificación y uso de cada uno de los servicios en términos de eficiencia y las posibilidades de adecuar el marco general a las características específicas de cada sector (finalidad de la presente investigación, en el campo de las tarifas eléctricas).

Otro aspecto importante, parte justificación y parte aclaración de entrada al tema, se refiere a que la investigación no pretende centrarse sobre los aspectos de conveniencia o no de las estructuras monopólicas existentes, sino más bien sobre sus efectos, que motiva y justifica la existencia de entidades reguladoras en los países, que se encarguen de reglamentar y establecer el marco de operación, así como defensa a los consumidores, quienes se podrían ver perjudicados por la existencia de este tipo de estructuras.

Es así como se puede desprender la importancia que representa, además, el sector energético en nuestro país, en el cual no sólo la regulación de tarifas sino la planificación integrada del sector energía existe desde hace muchos años y, lejos de desaparecer, deberá irse

fortaleciendo de manera que se mantenga como un proceso dinámico que pueda garantizar el cumplimiento de los objetivos nacionales propuestos a corto, mediano y largo plazo, según aseguró Gloria Villa de la Portilla, de la Dirección Sectorial de Energía en el IX Seminario de Administración de la energía, San José, octubre de 1999.

Entonces se señaló como el consumo de electricidad representaba para 1998 el 20% del consumo nacional de energía, mientras del restante 80%, un 13% corresponde a la biomasa (principalmente leña, y residuos vegetales, como bagazo, caña de azúcar, cascarilla de café y arroz); y un 67% a los derivados del petróleo.

El consumo energético crece a tasa promedio del 2,5% anual, fundamentalmente debido al aumento del consumo de los derivados del petróleo (7,3%) y la electricidad (5,8%), productos que combinados representaron en 1998, el 87% del total.

El sector **residencial absorbe el 45% de la electricidad** y el 51% de la leña. En 1998, el 88% de los clientes del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) pertenecían al sector residencial. Las costumbres de este sector asociados a la preparación de alimentos, influyen directamente en la forma de la curva de carga del Sistema, que muestra dos picos cuyo valor máximo fue de 991 MW (ICE; 1998, citado por Villa; 1999:3).

Por esto, puede decirse que el problema energético de Costa Rica tiene dos componentes fundamentales: **el alto consumo de diesel en el sector transporte y el elevado consumo doméstico de electricidad**, todo lo cual obliga a importar grandes cantidades de combustibles y realizar inversiones en generación eléctrica, para garantizar el suministro energético en todo momento.

El caso del sector industria, con necesidades energéticas de 20 583 TJ, equivalentes a 3,6 millones de barriles de petróleo, son cubiertas en un 46% por derivados del petróleo, 35% biomasa y 19% electricidad. De este 19%, el 74% se utiliza para la generación de fuerza motriz, iluminación (11,5%) y enfriamiento (6%).

En el sector residencial la electricidad se distribuye entre 44% para la cocción de alimentos, 24,5% refrigeración y 14% iluminación.

Hacia el futuro, las expectativas de crecimiento económico del país, con un crecimiento promedio del PIB de entre 4,5% y 6% anual, se prevén importantes aumentos igualmente importantes en el consumo de energía, que también se ve alterado por el crecimiento de la población.

Por ello, que ante la inminente necesidad de garantizar el bienestar del país, a través del cumplimiento del suministro de energía necesario para el desarrollo integral de la sociedad junto con una adecuada planificación del desarrollo del sector, se hace indispensable la regulación adecuada, dentro de la cual se incluya una regulación de actividades y una adecuada política tarifaria, que permita cumplir los objetivos propuestos, labor que corresponde al estado.

Así, la presente investigación tiene como objetivo principal, **identificar los fallos e ineficiencias en la regulación del sector eléctrico, específicamente para el caso de ICELEC**, a fin de señalar puntos débiles del modelo tarifario actual y proponer algunas posibles soluciones y retos para la entidad reguladora.

Para ello, será necesario precisar las condiciones y características económicas para la operación de monopolios naturales y su forma de regulación; establecer el marco legal en que operan dichos monopolios de provisión de servicios en Costa Rica; además, precisar el marco de regulación tarifario específico para el sector eléctrico, los condicionantes, las bondades y deficiencias de los modelos tarifarios (Capital Asset Pricing Model (CAPM) y Rate of Return Regulation). Cuantificar y definir en términos monetarios y económicos, los fallos en la regulación del ICELEC; y finalmente, identificar posibles soluciones en el marco regulatorio actual, a fin de proponer un instrumental regulatorio mejorado para el cálculo de las tarifas eléctricas, que permita además fomentar un uso más eficiente de la energía eléctrica.

I. MARCO TEORICO

Una de las principales disyuntivas a las que se enfrenta un gobierno es la de la eficiencia y equidad. Como bien sabemos el mercado podría lograr por sí solo la eficiencia, sin embargo se requiere de la presencia del gobierno para alcanzar resultados equitativos mediante sus políticas distributivas y para solucionar aquellos casos donde el mercado no puede llegar a resultados eficientes, tales como externalidades, monopolios, bienes públicos, etc.

I.1. FUNCIÓN DEL GOBIERNO

En el análisis económico podemos distinguir dos tipos de enfoques: el positivo y el normativo. Basándose en el análisis positivo lo que realmente nos interesa es respondernos “*el como es*” tomando en cuenta los aspectos puramente teóricos que predice la teoría. Por otro lado, el enfoque normativo *se basa en aspectos más subjetivos centrandó su corriente de análisis en “lo que debería de ser”*.

Tomando en cuenta lo anterior y tal y como cita Aguilar (1997: 2) a Musgrave: “*desde una perspectiva macroeconómica, el gobierno tiene la responsabilidad de promover a través de su política económica, la eficiencia en el uso de los recursos productivos, lograr una distribución equitativa del ingreso y mantener la estabilidad del sistema económico*”.

Desde el punto de vista económico, cuando se presenta una imperfección o falla en los mercados se justifica la intervención del Estado. Hay básicamente dos formas en las que el Estado puede intervenir: mediante la regulación o con la producción de los bienes y servicios por su propia cuenta. El fin último de dicha intervención es llevar a la economía a un resultado que sea óptimo desde el punto de vista de Pareto.

Ya que sobrepasa los alcances y objetivos del presente trabajo, se dan por demostrados los fundamentos microeconómicos necesarios para el análisis de la regulación, a saber: el cumplimiento de los *supuestos técnicos y de mercado* del sistema de mercado competitivo, la eficiencia de Pareto, los teoremas del bienestar, el principio de soberanía del consumidor y otras eficiencias. Además se supone la posibilidad de construir una función de bienestar social

que garantice el cumplimiento de los gustos y preferencias de los individuos, conjuntamente con la eficiencia de los mercados y la equidad.

I.2. FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN

Anteriormente vimos que una de las formas en las que el Estado puede intervenir en la economía cuando se presenta una falla de mercado es la regulación. Más concretamente la regulación consiste en la definición de un marco de actuación a los agentes económicos, tanto a los consumidores como a las empresas reguladas, ya sea a través del control de precios o la definición de un conjunto de normas de cumplimiento obligatorio (restricciones) en el ejercicio de ciertas actividades económicas que presentan algunos de los fallos del sistema de mercado. Lo que se busca mediante la regulación es corregir las imperfecciones del mercado incentivando a las empresas a lograr la eficiencia en la producción de los bienes o servicios regulados y garantizar un precio competitivo para los consumidores.

La justificación de la regulación como forma de intervención en donde se imponen restricciones a las decisiones de los agentes económicos, se fundamenta en un enfoque normativo ya que falla la generalidad de los dos teoremas básicos de la teoría del bienestar en que se apoya la defensa de los mercados como mecanismos de asignación de recursos (Laceras; 1999:18)

I.3. FALLOS DE LA REGULACIÓN

Cuando el gobierno opta por intervenir en el mercado mediante mecanismos reguladores, es por que éste no puede resolver el problema de la asignación de recursos en una forma eficiente (cuando se presenta algún fallo en el sistema de mercado). Sin embargo la regulación podría conducir a la economía a una peor situación que la inicial sino se cuenta con un marco regulatorio adecuado. Los precios funcionan como señales en la economía que le indican a los agentes hacia donde deben moverse; es decir, un productor se verá incentivado hacia una actividad X si dicha actividad presenta beneficios mayores que en la actividad que inicialmente el estaba desarrollando (debido a los mayores precios de los productos o a los menores costos de producción). Igualmente los consumidores tenderán a sustituir aquellos bienes que tengan un precio mayor por aquellos más baratos. Cuando un gobierno interviene, puede crear

incentivos a producir en actividades que de antemano no son eficiente, y dichos incentivos son reflejados por la regulación en los precios.

Basado en lo anterior, según Lasheras (1999.:25-26) los fallos más característicos en la regulación se pueden dividir en:

1. **De formación de incentivos:** la falta o deficiencia en la información sobre las medidas adoptadas pueden generar ineficiencias mayores que las que se tratan de evitar. Por ejemplo, cuando se regula fijando precios según el costo de operación, las empresas no tienen incentivos para minimizar costos.
2. **Sostenibilidad o consistencia de las decisiones:** dado que los gobiernos tienden a tomar decisiones con un horizonte temporal corto (generalmente igual al periodo de gobierno), la eficiencia estática puede diferir de la eficiencia dinámica.
3. **Captura de intereses particulares:** las decisiones políticas muchas veces se distancias de sus objetivos, procurando beneficiar a grupos de poder o intereses electorales.

I.4. ALGUNOS MECANISMOS DE REGULACIÓN

Según Lasheras (1999:79) las instituciones encargadas de regular para aprobar las tarifas del servicio público se debe buscar la maximización del excedente del consumidor, así como la cobertura de los costos de las empresas que brindan dicho servicio basándose para esto, en la información que estos presenten. Otro objetivo que también deben de buscar las entidades reguladoras es la promoción de incentivos para una labor eficiente. Existen diferentes mecanismos mediante los cuáles la autoridad reguladora puede basarse para regular a las empresas que funcionan como monopolio natural. Los más comunes o usados por los diferentes entes reguladores son la regulación según la tasa de beneficios, regulación según la participación de los beneficios, regulación mediante suelos y techos a los precios, regulación mediante IPC-X, entre otras. A continuación se explicarán algunas de ellas.

I.4.1. Regulación según la tasa de beneficios

Este criterio de regulación se basa en la aprobación de tarifas que le permitan a la empresa que brinda el servicio público en poder recuperar sus costos fijos, costos variables y sus costos de inversión. La tarifa aprobada le permitirá a dichas empresas un flujo de ingresos capaz de

cubrir todos sus costos y además de un rendimiento sobre el capital invertido sobre en activos fijos.

Uno de los aspectos en contra de este mecanismo de regulación es posibilidad de una gestión ineficiente por parte de las empresas debido a los incentivos para incrementar sus costos a la hora de brindar el servicio público, ya que saben que la tarifa que obtendrán cubrirá dichos costos. También puede incentivar a las empresas a buscar mecanismos para abultar sus costos de manera ficticia (en sus estados contables) lo cuál nos llevaría a un resultado ineficiente.

1.4.2. Regulación según la participación de los beneficios

Dados los problemas que se pueden presentar con el tipo de regulación que incentiva a las empresas en una gestión ineficiente en el manejo de los recursos mediante el mantenimiento de costos excesivos, se presenta la alternativa de la regulación basándose en la participación de los beneficios. Esta metodología se basa en el hecho de que las tarifas van a estar en función de los beneficios creados por las empresas. Si los beneficios son mayores que un porcentaje previamente establecido por el regulador, las tarifas disminuirán en el siguiente periodo, caso contrario si el porcentaje de los beneficios es menor que el señalado por el regulador.

1.4.3. Regulación mediante suelos y techos a los precios

Este tipo de metodología es usada cuando existen empresas que producen varios servicios tanto como monopolio natural como empresa competitiva. Por ejemplo, algunas empresas de servicios de telecomunicaciones en los Estados Unidos producen el servicio de telecomunicación a nivel interno como un monopolio natural, sin embargo las llamadas a distancia o internacionales las brindan en competencia con otras empresas del mismo Estado en que se encuentran o con otras empresas de diferentes Estados de los Estados Unidos. El problema que se presenta con este tipo de empresa, es que la misma puede usar sus rentas monopolísticas derivadas del servicio que produce como monopolista (v.gr. Telefonía local) para establecer precios predatorios derivados de estos subsidios cruzados (Lasheras, 1999. pág.96). Entiéndase por precios predatorios, como aquellos que puede establecer una empresa alejándose de los precios competitivos, aprovechándose de su condición de monopolio o por condiciones establecidas por el sistema económico (v.gr. el gobierno estableciendo subsidios a determinada empresa). Con los precios predatorios potencialmente provocados por los

subsidios cruzados las empresas pueden establecer precios inferiores a los costos para evitar nuevas entradas al mercado y para tratar de establecerse como monopolio en el mercado que actúa como competidor. Con esta metodología las empresas reguladas pueden establecer suelos y techos a las tarifas, siempre y cuando se encuentren entre los límites que aprueba el regulador. El criterio que se utiliza para determinar el techo al precio es utilizar el costo aislado (Ibid. Pág. 96), el cuál se puede interpretar como el costo en el que incurriría una empresa que participara en un mercado competitivo por producir el servicio. Este costo aislado le establecería a la empresa el precio máximo, ya que un precio mayor a este lo que estaría provocando son mayores incentivos a otras empresas para entrar al mercado debido a la creación de mayores beneficios.

Para establecer los suelos a los precios de dos bienes X y Y Lasheras (1999) define las siguientes condiciones:

1. El precio del bien o servicio X debe ser al menos igual al costo incremental medio de producir X.
2. El precio de Y debe ser al menos igual al costo incremental medio de producir Y.
3. Los precios de X y Y deben ser tales que sus ingresos incrementales medios sean al menos iguales a los costos incrementales medios de producir X y Y en conjunto.

Con estos criterios se ve claramente que las empresas no pueden establecer subsidios cruzados o precios predatorios, ya que lo que va a determinar el suelo a las tarifas son los costos medios por lo que no se pueden transferir las rentas monopolísticas a la fijación de precios en competencia.

1.4.4. Principios básicos de la regulación tarifaria

Con la creación de un organismo regulador de tarifas se pretende garantizar a los usuarios precios justos, indiscriminación, etc., además se logra controlar el interés lucrativo que poseen algunos empresarios, y se basa en los siguientes principios:

1. *Igualdad de condiciones para los usuarios* (Fonseca; 1975:13).
2. *Continuidad en la prestación del servicio (prestación ininterrumpida)*

3. *Servicio al costo*: el marco legal establece una regulación tarifaria que permita a las empresas reguladas operar cubriendo sus costos, más una ganancia¹ (CARDISO; 1970:2).

4. *Regularidad y calidad*.

5. *Carácter monopolístico*: posibilidad de que se otorgue exclusividad en la prestación del servicio (Ibíd:1). Aún así, y sin querer entrar en una discusión sobre asuntos legales que no conciernen a la presente investigación, el marco legal parece vago en cuanto definir qué casos ameritan tal concesión; salvo talvez en cuanto a la justificación que hacía el antiguo Servicio Nacional de Electricidad (SNE; 1980:1), en el caso de los *"...monopolios naturales, porque generalmente un monopolio controlado es del interés público. Estos monopolios operan más eficientemente porque la concentración dentro de un territorio permite el uso de equipo más grande y eficiente, con un gasto promedio más bajo por unidad de producción."*

I.5. OBJETIVO DE LA REGULACIÓN

El objetivo de la autoridad reguladora es tomar decisiones, en cuanto a la fijación de precios se refiere, que vayan en beneficio de los consumidores y de las empresas reguladas. En la ley de creación de la ARESEP, se estipula que los objetivos que dicha autoridad reguladora debe cumplir son:

- Asegurar los intereses de los consumidores y usuarios y prestatarios de los servicios públicos estipulados en la ley y aquellos que se incluyan en el futuro.
- Procurar un equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestatarios de los servicios públicos.
- Asegurar que los servicios públicos se fijen al costo, y asegurar que éste se convierta en el criterio para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que contemplen únicamente los costos en que se incurren a la hora de brindar el servicio, que permitan una retribución competitiva y que garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.

¹ Es importante señalar que aunque la ley establece el principio de "tarifas al costo", no especifica que este costo debe ser de naturaleza financiero-contable o similar, e incluso en el artículo # 31 se indica que deben tomarse en cuenta aspectos de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica; por lo que en la práctica se han utilizado diversas alternativas tarifarias, todas las cuales podrían definirse como basadas en el costo (Ej. contable-financiero, marginal-económico, etc.).

- Formular y velar por que se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para brindar en forma óptima los servicios públicos sujetos a fijación por parte de la autoridad.

Desde un punto de vista económico estos objetivos están representados por la maximización de los excedentes de los productores y de los consumidores.

Si se define $W(p)$ como la función objetivo del regulador, y que es igual a la agregación del excedente de los consumidores, $E(p)$, y el beneficio de las empresas reguladas, $\pi(p)$, estando este último afectado por un factor de ponderación que representa el peso relativo que el regulador otorga a los intereses de las empresas en relación con los intereses de los consumidores (Lasheras; 1999:37-42). Esta función se puede utilizar para evaluar diferentes modelos de regulación. Así:

$$W(p)=E(p)+\alpha\pi(p)$$

con $E'(p)<0$ y $\pi'(p)>0$, lo que significa que el excedente del consumidor disminuye y los beneficios de los productores aumentan al aumentar los precios. Los efectos finales, en términos cuantitativos dependerán de las elasticidades de oferta y demanda del sector regulado y el α que considere el regulador.

I.6. TARIFAS ÓPTIMAS

Anteriormente se determinó que el regulador debe maximizar la función $W(p)$ que representa la agregación de los excedentes de los consumidores o el bienestar social. Por lo tanto la tarifa que fije el regulador debe de ser consistente con la maximización de esta función, sino no estaría logrando su objetivo como regulador. Por lo tanto el regulador se enfrenta a la disyuntiva de fijar un precio que permita funcionar a las empresas reguladas (que cubra el costo de las mismas) pero que a su vez evitar que dichas empresas no tengan beneficios extraordinarios que hagan que el excedente del consumidor disminuya.

Según Lasheras (1999; pág 44) para determinar dicha solución se debe distinguir entre nivel de tarifas y estructura de tarifas. Según dicho autor el nivel de tarifas se define como el total de ingresos de la empresa regulada dividido entre el total de servicios públicos que prestan. Por otro lado la estructura de tarifas se refiere a los precios, que dependiendo de el tipo de consumidores, permiten obtener dichos ingresos.

En el caso de regular el nivel de tarifas, el problema que plantea un monopolio natural es su estructura de costos. Stiglitz (2000) propone dos formas para analizar la fijación de precios en un caso de monopolio natural. El criterio del *first best* (primer óptimo) lo que plantea es que para determinar el precio, este debe de igualar al costo marginal. Sin embargo, esto provocaría que las empresas no cubran sus costos medios por lo que incurrirían en pérdidas. En este caso se logra la maximización del excedente del consumidor pero se desincentiva a la producción del bien por parte de las empresas reguladas. El otro criterio es el del *second best* (segundo óptimo) el cuál establece que si hay pérdidas estableciendo el precio igual al costo marginal, se debe buscar un precio que sea mayor a este costo marginal pero buscando que las disminuciones en el excedente del consumidor sean mínimas.

En el caso de que se opte por el criterio del *first best* las pérdidas en las que se incurrirían podrían ser solucionadas por el regulador de dos formas (Lasheras,1999. pág 46):

- Establecer un subsidio o transferencia igual al monto de la pérdida.
- Añadir al precio que se iguala al costo marginal, una cantidad destinada a cubrir los costos fijos.

Con base en el primer criterio se estaría logrando una solución pareto-eficiente (Lasheras,1999. Pág. 47) si se estableciera un impuesto tipo *lump-sum tax* (impuesto por cabeza), ya que este tipo de impuesto no altera los precios relativos, por lo que no afecta el comportamiento de los consumidores y no genera ineficiencias, y por otro lado se estaría cobrando un precio igual al costo marginal de producir el servicio público.

Por otro se requiere regular la estructura de las tarifas, que se refiere a la posibilidad que tienen estas empresas que funcionan como monopolio natural de discriminar precios² basándose en criterios tales como localización, niveles de consumo, ingreso, etc, para disminuir los costos

² Para una descripción más detallada sobre discriminación de precios véase Varian (1987), pp.425-434.

por ineficiencia derivados de establecer precios por encima del costo marginal. Sin embargo para que se de esta disminución en los costo de ineficiencia se deben de cumplir las siguientes condiciones (Lasheras,1999. Pp.48-49):

- 1) Que sea posible para el regulador y la empresa regulada poder distinguir los segmentos a los que se les cobran precios diferenciados. En el caso de la energía eléctrica en Costa Rica se tiene que el precio de la electricidad para el sector residencial es diferente del precio de la electricidad del sector industrial y además éste subsidia al primero.
- 2) Que no exista posibilidad de arbitraje entre los segmentos de mercado que se establecen por la distinción de los precios. Esto significa que no se puede dar la posibilidad de que al segmento al que se le vende a un precio menor, pueda revender el servicio al segmento que enfrenta el precio más alto; o por otro lado, que el sector que enfrenta el segmento más alto pueda tener acceso a consumir el bien a un precio menor. Ambos escenarios provocarían una igualación de precios y la posibilidad de enfrentar un resultado ineficiente.

Algunos de los criterios que se utilizan para determinar dicha discriminación de precios para obtener resultados menos costosos desde el punto de vista de eficiencia están:

- La Regla de la Elasticidad inversa: Cuando se establece un precio igual al costo marginal que no cubre los costos fijos de la empresa, este criterio lo que establece es que estos costos fijos se deben derramar sobre los consumidores como un margen sobre el costo marginal, basándose en la elasticidad de la demanda, es decir ese margen será mayor para aquellos que tengan una mayor elasticidad de la demanda.
- Tarifas con restricciones de capacidad: Este criterio parte de la característica que enfrentan servicios públicos tales como la electricidad y las telecomunicaciones, en el que es posible distinguir dos tipos de demanda: demanda pico y demanda valle. Como la empresa debe tener un exceso de capacidad para poder responder a los periodos de alta demanda debe existir un precio tal que permita a la empresa poder realizar esas adiciones a la capacidad instalada. Sin embargo en periodos de baja demanda (demanda valle) se darán excesos de capacidad. Por lo tanto el regulador debe establecer un precio tal

que permita realizar esas adiciones a la capacidad instalada pero sin incurrir en excesos de costos por expandir su capacidad más del nivel necesario.

- Tarifas no lineales o tarifas en dos partes: Este criterio se establece cuando es posible distinguir entre dos tipos de precios. Un precio medio y un precio como variaciones en las unidades de consumo (marginal). El primero se refiere al gasto total del consumido en el servicio público entre el total de unidades de ese servicio. Por otro lado el otro precio se refiere a como varía el gasto en el margen del consumo del servicio al consumir unidades adicionales de ese servicio.

I.7. FALLOS DEL MERCADO

Dejando de lado el tema específico de regulación sabiendo de antemano que la regulación es el mecanismo mediante el cuál el gobierno busca un resultado eficiente, ya que en presencia de imperfecciones de los mercados éste no puede lograrlo, hay que identificar dichos problemas o fallos en los que el mercado no cumple su función de asignar de manera eficiente los recursos y por lo tanto no se alcanza un resultado óptimo desde el punto de vista de Pareto.

Externalidades: cuando el consumo o producción de un bien o servicio afecta a terceros; estos efectos implican que hay costos o beneficios económicos vinculados a intercambios en la economía que no están siendo debidamente compensados a los precios de libre mercado.

Bienes públicos: constituyen bienes no excluyentes ni rivales en su consumo, que responden a necesidades colectivas, y reclama la intervención pública. Su consumo es *no excluyente*, en tanto el consumo de un individuo no disminuye las cantidades disponibles del mismo para el consumo de los demás, y es *no-rival* pues no se puede excluir a nadie del uso de ese bien, es decir, está en igual disponibilidad para todas las personas. Estos bienes representan un problema para el mercado, que solamente se preocupa por la producción de bienes de acuerdo a la demanda individual de cada individuo y no al colectivo.

Economías de escala: muchas veces, la producción de bienes se enfrenta a mejoras en la eficiencia de la producción a mayores escalas de planta, lo que lleva una organización monopólica en vez de producción en competencia, pues lleva al desarrollo de una estructura de costos más atractiva para el productor (*monopolios naturales*). Determinar el precio al que

deben vender los monopolios naturales es un problema que requiere la intervención pública, de modo que se evite el aprovechamiento de su poder de mercado y que se alejen de los precios de eficiencia.

Objetivos de equidad: el problema de la “correcta y justa” repartición de los ingresos y recursos en la economía, no es un problema que resuelva el mercado, la valoración social de las asignaciones y redistribuciones del ingreso es un problema que sólo la intervención pública puede resolver. Un ejemplo típico lo constituye la decisión de una sociedad de dotar a toda la población de ciertos servicios, aún a pesar de que represente un costo mayor o resulte ineficiente.

También hay que considerar que hay supuestos que no se cumplen al análisis de mercados y que se tienen que considerar como fallos del mismo. Uno de los supuestos en los que se basa el análisis de la teoría neoclásica es el de que los productores y consumidores poseen información perfecta. Sin embargo en un mundo plagado de incertidumbre debido a que es difícil o casi imposible saber el resultado de hechos futuros, los agentes económicos basan su comportamiento en expectativas subjetivas de lo que ellos creen que será el resultado de cualquier decisión. Las expectativas por parte de los consumidores introduce el tema del riesgo debido a que al no conocer los resultados de cualquier acción los agentes económicos deben de tomar en cuenta el hecho de que el resultado final no sea el esperado. Esto hace que los resultados de eficiencia y equidad que proponen los teoremas del bienestar sean cuestionables si se toman en cuenta el funcionamiento de mercados que no funcionan tal y como lo predice la teoría neoclásica.

Una de las críticas a los teoremas del bienestar provienen de Stiglitz (1994,), quien justifica la actividad del sector público, poniendo en duda las bondades de los dos teoremas del bienestar y afirma que los fallos de mercado, lejos de ser excepciones, son una regla general. Critica el primer teorema porque los problemas de información que afectan las decisiones económicas impiden que el mercado, como modelo, conduzca a soluciones óptimas y estos problemas no son excepciones, y son:

1. **No es posible la existencia de mercados completos**, que cubran todos los riesgos inherentes a los intercambios presentes y futuros. Un ejemplo típico sería el caso de la generación eléctrica, cuyas inversiones sitúa a varios años el retorno de las inversiones. Aunque es posible cubrir y sopesar la incertidumbre a través de los mercados financieros, no todos los riesgos pueden ser cubiertos ni anticipados y en consecuencia, los mercados no pueden ser completos.

2. **La información imperfecta genera problemas de selección adversa**, en tanto los agentes económicos buscan aprovechar las asimetrías de información para obtener beneficios. En el caso de la generación eléctrica, un caso típico lo representan los contratos a largo plazo entre generadores y consumidores, que puede provocar la expulsión del mercado de los generadores con tecnologías más caras e ineficientes, pero más flexibles ante cambios en la demanda como son los generadores térmicos. Ya que los consumidores no tienen información sobre este tipo de detalles, éstos no pueden elegir, en caso de que estén dispuestos a pagar un precio más alto, con tal de disponer de una mayor flexibilidad para altera su demanda.

3. **Existen problemas de “riesgo moral” o manipulación de comportamientos**. Un ejemplo similar al anterior proviene de las centrales de generación térmica, las cuales pueden aprovecharse de los problemas de información, si las centrales eléctricas no distinguen entre las energías caras y flexibles y las baratas e inflexibles, cuando, una vez pactado un contrato de generación eléctrica a un precio mayor (que compensa la flexibilidad), se pueden ver tentadas a sustituir las tecnologías más caras por otras más eficientes pero inflexibles, por lo que el consumidor podría estar pagando por una flexibilidad que la empresa no está produciendo.

Si bien, es criticable el uso de ejemplos específicos, Stiglitz defiende sus postulados al decir que aún en el caso de costos derivados de problemas de información no muy relevantes, implican costos de corrección de las asimetrías de información pequeños, pero que distorsionan el resultado de cualquier modelo de equilibrio general.

En el caso del segundo teorema del bienestar, Stiglitz centra su atención en la imposibilidad de calcular las transferencias para alterar las asignaciones entre sectores, de acuerdo con la distribución de riqueza presente y futura; además de que cualquier redistribución de la riqueza

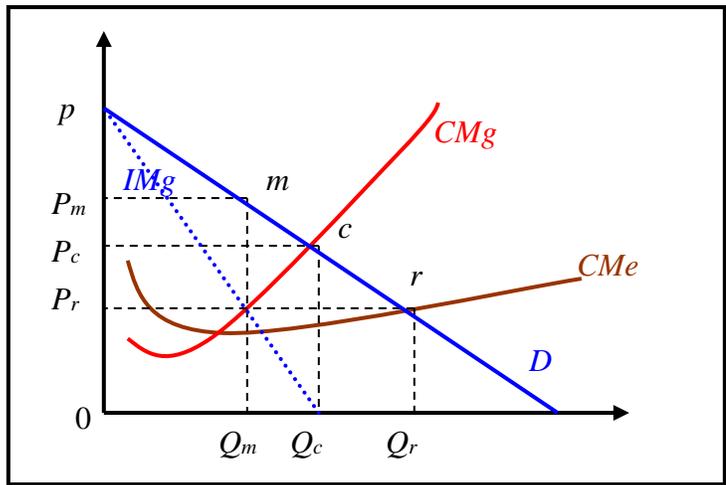
implica un costo en términos de gestión o administración, o por efectos distorsionantes del comportamiento en decisiones de ahorro y trabajo, lo que genera ineficiencias.

I.8. EL MONOPOLIO DE SERVICIO PÚBLICO

Uno de los fallos de mercado identificados en los puntos anteriores, corresponden a la existencia de poder de mercado por parte de algún agente económico, capaz de manipular los precios y maximizar su situación individual. Cuando este agente es productor, se le llama monopolio, y tiene una estructura

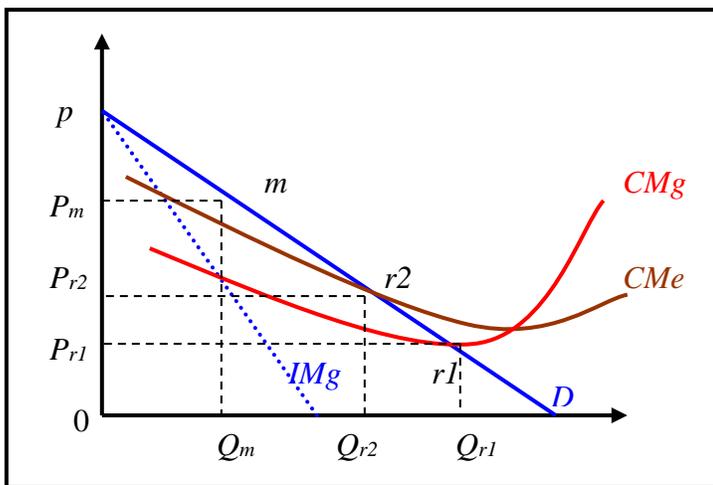
de costos y producción tal que, como se puede apreciar en la figura No.3, encuentra su producción de equilibrio cuando el ingreso marginal (IMg) se iguala con el costo marginal (CMg), la cual representa un precio P_m sobre la curva de demanda (D), con una cantidad Q_m . En este punto el *excedente del consumidor*³ estaría dado por el área p

Figura No.1
Precio de monopolio, competencia y monopolio social



$P_m m.$

Figura No. 2
Monopolio natural



Si dicho mercado no fuera abastecido por un monopolio, sino en un entorno de competencia, el equilibrio se derivaría de la igualdad entre CMg y D , produciéndose Q_c a un precio P_c ($Q_m < Q_c$; $P_m > P_c$). A este nuevo punto, el excedente del consumidor se

³ Suma de las diferencias de precio que los consumidores estarían dispuestos a pagar y el que realmente pagan a las distintas cantidades alternativas. Esta medida representa el bienestar derivado del intercambio, para los consumidores.

vería incrementado, a un precio menor, la cantidad demandada es mayor.

Un punto de equilibrio adicional, en $r(Q_m, P_r)$, ($Q_m < Q_c < Q_r$; $P_m > P_c > P_r$), se podría derivar de un entorno regulado, en el que se defina, por ejemplo, un servicio como de interés público, por lo que es importante que la producción se extienda a la mayor cantidad de personas posible. En este punto, el monopolista operaría cubriendo sus costos, y el excedente del consumidor sería aún mayor.

En el caso específico de los monopolios naturales, en la cual, la estructura de costos y tecnología de la industria determina que resulta más caro producir la cantidad demandada de un bien por dos o más empresas que por una sola. El punto clave en este caso está en la presencia de economías de escala que hace que los costos medios sean decrecientes. Un caso claro para el presente estudio lo constituyen los costos al aumentar la capacidad de transporte de energía eléctrica de alta tensión, pues disminuyen los costos medios si se aumenta la capacidad de la red de distribución existente, en lugar de construir otra independiente.

En este caso, como se ilustra en la figura 4, el equilibrio para el monopolio ($IMg = CMg$), representa una producción mucho menor que la que se produciría si el ente regulador fija el precio en $CMg = D(Q_m < Q_r; P_m > P_r)$, sin embargo, a este precio la o las empresas reguladas no cubrirían sus costos, por lo cual no es una solución factible. Una segunda opción es fijar el precio en P_r , que si bien, representa una cantidad menor que Q_r , representa factible para la empresa, pero, como se verá más adelante, representa un problema pues esta estructura de tarifas desincentiva la minimización de costos, pues las empresas reguladas tienen incentivos para manipular la información y sus gastos de modo que se acerquen al punto m que maximiza sus beneficios.

Desde un punto de vista más administrativo del Estado, ha incorporando la teoría económica sobre los perjuicios de la existencia de monopolios al marco legal de acción estatal a través del término servicio público, el cuál aún resulta algo ambiguo o difícil de definir con precisión. Generalmente se utiliza para la extensión de actividades estatales al sector privado, se asocia especialmente con actividades monopólicas y requieren de un ente regulador.

II. MARCO CONCEPTUAL

II.1. SERVICIOS PÚBLICOS

Por servicio público se entiende "un sector de actividades estatales en las que se presta directa o indirectamente el servicio a las personas individualmente consideradas, bajo un régimen jurídico especial de derecho público."

Es importante referirnos a la clasificación de los servicios públicos. Estos están divididos en dos grupos, los propios y los impropios. En este trabajo nos referiremos a los servicios públicos propios ya que son estos los que presta o debe prestar el Estado directamente, o por sus concesionarios.

Entre las características de los servicios públicos propios están:

1. La satisfacción concreta o prestación efectiva del servicio.
2. La satisfacción de una necesidad colectiva
3. El aseguramiento de la continuidad del servicio por el poder de policía.

También según la Procuraduría General de la República deben estimarse como servicios públicos propios, en Costa Rica, los relativos al suministro de energía eléctrica para poblaciones o industrias, aguas potables, higiene, transportes (ferrocarriles, autobuses, aviación civil), comunicaciones, (telégrafo, servicios inalámbricos), servicio postal, servicios bancarios, etc..

II.2. CACTERÍSTICAS DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

1. Continuidad : El servicios no debe paralizarse. El Estado está obligado a velar pro que el servicios público se brinde de manera ininterrumpida.

2. Adaptabilidad : Debe darse por consecuencia de la característica anterior. El servicio debe adaptarse cuando nuevas circunstancias, sean fácticas o legales, alteran las condiciones bajo las que originalmente operó.

3. Gratuidad: El servicio deberá ser pagado a través de una tarifa o de manera indirecta por medio de impuestos. El monto pagado deberá ser correspondiente con el costo del servicio para el Estado, o una ganancia "no excesiva sino proporcionada" a favor del concesionario.

4. Regularidad : Debe ser brindado de conformidad a normas positivas o reglas preestablecidas.

5. Uniformidad o igualdad : Todos los habitantes del país tienen derecho a recibir el servicio en igualdad de condiciones. Por lo tanto la tarifa debe ser única para cada clase y categoría de servicio.

6. Generalidad : Todos los habitantes tienen derecho a exigir que se les brinde el servicio en igualdad de condiciones.

II.3. REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

II.3.1. La prestación de los servicios públicos

Las empresas de servicios públicos presentan diversas características que las distinguen de las demás entidades; dicha característica se fundamenta en que el servicio brindado por estos organismos se ve afectado por un interés público, el cual es necesario para lograr el bienestar de las comunidades. Por esta razón, la regulación de los servicios públicos es un aspecto de alta importancia, y es el Estado el ente comprometido a proceder oportunamente con la regulación del servicio desde el momento preciso en que se inicia la prestación del mismo.

Con la creación de un organismo regulador de tarifas se pretende garantizar a los usuarios precios justos, indiscriminación, etc., además se logra controlar el interés lucrativo que poseen algunos empresarios. Las bases de la regulación tarifaria de los servicios públicos se sustenta bajo algunos principios:

1. Igualdad de condiciones:

La prestación del servicio público está dirigido a todas las personas por lo que debe mantenerse una estricta igualdad para los individuos que se encuentren en las mismas situaciones.

La prestación del servicio debe efectuarse sin

"...actitudes discriminatorias, ya sean por credos, razas o condiciones económico-sociales" (Fonseca; 1975:13)

2. Continuidad:

Por constituir una necesidad insustituible en forma inmediata para el usuario, la prestación de los servicios públicos deben prestarse de forma ininterrumpida.

Únicamente en caso de fuerza mayor o en forma justificada se autoriza el cese de labores para las entidades que presten servicios de utilidad pública.

3. Servicio al costo:

Las entidades que presten servicios considerados como públicos, deben cobrar por estas tarifas razonables, es decir una remuneración justa por la prestación del servicio y una retribución al capital neto invertido revaluado.

Una tarifa razonable es aquella que:

"...bajo una administración prudente y económica, permitirá recaudar suficientes ingresos para cubrir todos los gastos correctos de explotación incluyendo impuestos, depreciación y un rendimiento o beneficio sobre el valor neto revaluado de sus bienes,

adecuado para atender el pago de intereses de deudas, proporcionar dividendos sobre el capital social y un aporte a los beneficios acumulados." (CARDISCO; 1970:2)

4. Regularidad:

El funcionamiento de los servicios públicos debe ser regular y en buenas condiciones en cuanto a su funcionamiento, es decir, el suministro del servicio debe hacerse regularmente, de tal manera que se de inmediata satisfacción de esa necesidad.

5. Carácter monopolístico:

" La empresa de Servicio público tiene derecho a que se le otorgue, por el poder del público, un privilegio o concesión social que en alguna forma le confiera el derecho exclusivo a servir un área específica libre de la competencia de otro vendedor del mismo servicio". (CARDISCO; 1970:1)

El propósito de esta concesión es proteger al consumidor de las tarifas comparativas altas que prevalecerían si existiera competencia.

También las empresas son conocidas frecuentemente como:

"...monopolios naturales, porque generalmente un monopolio controlado es del interés público. Estos monopolios operan más eficientemente porque la concentración dentro de un territorio permite el uso de equipo más grande y eficiente, con un gasto promedio más bajo por unidad de producción." (SNE; 1980:1)

II.4. ALCANCE DE LAS AUTORIDADES REGULADORAS.

Existen varios aspectos importantes que se deben de tomar en cuenta para un adecuado funcionamiento de los organismos reguladores entre los cuales tenemos:

1. Regulación de Tarifas:

Es la principal función que llevan a cabo las entidades reguladoras de aquellas empresas que se dediquen a la prestación de servicios públicos.

La fijación de las tarifas puede ser de diversas maneras pero, entendiendo, que es obligación del organismo regulador velar por el cumplimiento de los reglamentos que se hayan establecido sobre la aplicación de las tarifas.

2. La regla del valor justo:

Este aspecto establece que las tarifas deben ajustarse para lograr una utilidad razonable sobre el valor justo de los activos colocados al servicio del público; existen varios aspectos a los cuales se debe de prestar especial atención:

* Costo original de construcción

- * Mejoras permanentes
- * Cantidad y valor de los bonos y acciones
- * El costo presente de construcción comparado con el original
- * La capacidad de ganancia probable de la propiedad bajo las tarifas aprobadas por el organismo regulador
- * Los gastos de operación
- * La depreciación
- * La inversión prudente

3. Costo y valor del servicio:

La fijación de las tarifas de las empresas que prestan servicios de utilidad pública son calculadas sobre la base del costo del servicio, aspecto que es altamente respaldado por los organismos reguladores, los cuales establecen que las entidades que prestan este tipo de servicios no están obligadas a prestar dicho servicio a menos del costo, excepto en condiciones especiales.

Estas situaciones se presentan en aquellas empresas que inician sus operaciones y en cuales sus ganancias están destinadas a la recuperación de los costos de su inversión inicial. En este caso en servicio se presta a menos del costo hasta que se desarrolle el sistema.

III. METODOLOGÍA GENERAL DEL TRABAJO

La tarifa utilizada por la ARESEP para el cálculo de las tarifas e todos los servicios públicos regulados se basan en la fijación de tarifas al costo. Tal como se describe en los apartados anteriores este tipo de fijación requiere una gran cantidad de consideraciones de “idoneidad” en la prestación del servicio, así como proyecciones de la demanda que deberán satisfacer las empresas

Para determinar las tarifas del servicio eléctrico, se proyectan los ingresos con base en las variables económicas que pueden afectar el crecimiento de la demanda de electricidad y principalmente los datos históricos del crecimiento de los abonados; el consumo y el precio promedio de cada sector de consumo, de cuyo producto se obtienen los ingresos por servicio y a los que se le agregan otros ingresos que las empresas eléctricas reciben por la prestación del servicio de energía eléctrica como los cargos por reconexión, multas y otros para completar los ingresos totales. Para tales efectos, se suelen contratar consultorías independientes, con expertos internacionales. Dichos cálculos requieren la formulación de modelos de proyección que deben tratar de considerar todas las variables relevantes que afectan la demanda de energía eléctrica, de modo que se pueda proyectar la demanda futura para una cantidad de años que permita a las empresas (especialmente las del sector eléctrico) desarrollar planes de inversión a largo plazo.

A los ingresos totales se le deducen los gastos, los cuales se estiman con los siguientes criterios: en el caso de las empresas distribuidoras el cálculo del costo de las compras de energía se realiza de acuerdo con la tarifa de establecida por el ICE para ventas en bloque y todos los restantes gastos se proyectan tomando como año base los datos del año anterior al de la fecha de presentación de la petición tarifaria.

Para la proyección de los gastos propios de operación de cada empresa se realiza un análisis de cada una de las cuentas, considerando el comportamiento de los años anteriores al año base, los efectos que tiene la inflación o la devaluación sobre cada rubro, los posibles incrementos

salariales, las necesidades de crecimiento de la empresa, así como también las economías o reducciones por factores tecnológicos, de orden presupuestario o de otro tipo.

La deducción de los ingresos totales menos los gastos da como resultado la rentabilidad o utilidad de operación, monto que al dividirse entre la base tarifaria da como resultado la rentabilidad porcentual.

La base tarifaria utilizada en 1998, con muy pocas variaciones a la actualidad varía ligeramente según la empresa de que se trate, así por ejemplo para el caso del ICE se calcula como el activo fijo neto promedio revaluado, más el capital de explotación, constituido este último por 2/12 del ingreso de explotación (facturación por el suministro de energía eléctrica y otros ingresos menores como servicios de conexión). En el caso del ICE esta base tarifaria fue establecida en el Contrato de Préstamo 535/OC-CR con el BID (Programa de Desarrollo Eléctrico). Para el caso de las cooperativas de electrificación rural, la base tarifaria fue definida por la Junta Directiva del anterior SNE en su Sesión # 2045-81 (artículo # VI), la cual estableció que la base tarifaria estaría conformada por *“el promedio anual de los siguientes renglones: activo fijo neto en operación más capital de trabajo menos deudas a largo plazo”*, siendo el activo fijo neto la diferencia entre el Activo Fijo Bruto en Operación y la Depreciación Acumulada de este mismo activo, mientras que el *“Capital de Trabajo”* se define como *“la suma reconocida a la empresa por la aplicación de recursos financieros que debe tener para satisfacer sus egresos de operación corrientes desde que entrega la energía eléctrica, hasta que el consumidor paga el recibo por el servicio suministrado. Este monto se debe estimar dividiendo el total de gastos anuales entre 360 días, multiplicando el cociente por el período medio de cobro, período que normalmente está entre 45 y 60 días, según se determine en cada caso.”*.

Para obtener el activo fijo neto revaluado se hace un cálculo de las proporciones internas y externas que componen cada clase de activos que tienen las empresas eléctricas, al componente interno se le aplica un índice de inflación interna y al componente externo se le aplica otro índice que es el producto de la inflación de Estados Unidos por la devaluación del colón. Se agregan además las adiciones en inversiones del período analizado.

En términos teóricos se puede considerar que la rentabilidad porcentual que se obtiene es como mínimo real y no nominal, real por el efecto de revaluación que se aplica a los activos y

mínima porque a través del tiempo se ha podido comprobar que por los conceptos económicos que se utilizan para el cálculo de los índices (que no resultan ser los más apropiados para la actividad eléctrica y no consideran otros efectos como los de obsolescencia tecnológicos), el costo de los activos resulta ser superior a un cálculo de costo de reposición de activos, de esta forma el cálculo del gasto por depreciación también resulta ser superior, disminuyendo la rentabilidad o utilidad de operación e incrementando el denominador del cálculo de la rentabilidad porcentual.

III.1. CÁLCULO DE LA TARIFA ELÉCTRICA (ICELEC)

Hasta aquí tenemos las características generales para el cálculo de las tarifas eléctricas para la electricidad y para otros servicios públicos, sin embargo, el presente estudio toma como base al ICE (y la CNFL). A continuación se presenta de forma resumida el método del cálculo tarifario para el ICE, según la Autoridad Reguladora.

El modelo tarifario para el ICE vigente en la actualidad, se denomina “*Rate of Return Regulation*”, este modelo es utilizado en otros países y tuvo su origen en los Estados Unidos de América., para compañías de características similares a las del ICE, cuyos datos son útiles también para el cálculo de la tarifa del ICE.

Metodología de cálculo

El objetivo teórico del modelo de “*Rate of Return Regulation*” es simplemente dar a la empresa una estimación de la rentabilidad adecuada con base en su producción.

Para ello se considera lo siguiente:

IO_0 = Ingreso de operación en el periodo base

GO_0 = Gasto de operación en el periodo base

VO_0 = Beneficio de operación en el periodo base

BT_0 = Base tarifaria de operación en el periodo base = AFNOR(activo fijo neto operativo revelado)

Es con base en los datos anteriores se obtiene que el beneficio de operación está dado por la fórmula: $VO_0 = IO_0 - GO_0$.

El paso siguiente consiste en encontrar la rentabilidad $\frac{VO_0}{BT_0}$ lo que nos da el llamado **“Rédito para desarrollo”**.

El Rédito para desarrollo es necesario para el cálculo del Beneficio de Operación, con base en BT_0 dado. Una vez que se tiene el Beneficio de Operación con costo de operación, se puede estimar el precio en una cantidad de electricidad producida en GWh.

La principal dificultad de esta estimación está en el cómo calcular el Rédito para Desarrollo, para el caso de una empresa que dada su condición de comercializadora de un bien público no posee un valor de mercado de ninguno de los posibles valores económicos conocidos (valor de las acciones, valor de la empresa, valor de los bienes de la empresa o del bien que produce). Para esto se requiere agregar otro modelo llamado **CAPM** (ver anexo No.1 y 2), el cuál está dado por la función

$$RKp = RI + \beta_{\alpha} (Rm - RI) + Rp$$

donde:

Rm = Tasa de Mercado

RI = Tasa libre de riesgo

$(Rm - RI)$ = Prima de riesgo

Rp = Riesgo de país

β_{α} = Beta

Es decir el Costo de Capital Propio (RKp) es igual a la Tasa Libre de Riesgo mas el Beta apalancado (rendimiento de Cartera Diversificado) multiplicado por la Prima de Riesgo, más el Riesgo País.

El cálculo del Beta apalancado es uno de los mayores problemas que presenta la utilización de este modelo, ya que el ICE no tiene un Rendimiento de Cartera dado su carácter de Institución Pública. Para ello, ARESEP toma de Internet, empresas con características similares a las del ICE (*ver anexo No.3*) y calcula un promedio de riesgo de cartera, el cual aplica al cálculo del Costo de Capital Propio para el ICE.

Una vez obtenido **RKp** tenemos que :

$$RK = Rd(1-t) \left[\frac{D}{V} \right] + RKp \left[\frac{KP}{V} \right]$$

Rd= Costo de endeudamiento.

RKp= costo de capital propio

D= valor de la deuda

KP= valor de capital propio

V= valor total de los Activos (D+KP)

t= tasa impositiva

entonces **RK = r**

r= rédito para el desarrollo

Las estimaciones finales para RKp y RK, así como los ingresos derivados de la actividad eléctrica y las propuestas de tarifas con base en los cálculos del ICE y la contraparte propuesta por la ARESEP para los precios actuales se encuentran en la sección de anexos.

En el modelo que usan ICE y ARESEP no hay diferencia, simplemente, el ICE sobreestima la inflación, el crecimiento del gasto de operación y el resultado de la operación y subestima su ganancia, por ello, las cifras difieren y es parte natural del proceso de fijaciones tarifarias.

La principal dificultad para homogenizar los resultados de estos estudios, está en el hecho de que una gran cantidad de variables dependen de proyecciones, con base en modelos que utilizan también variables de expectativas, y se necesitan de grandes volúmenes de información

detallada que en la mayoría de los casos no está a completa disposición de la ARESEP al momento de realizar los estudios.

Además, parte de la labor de la ARESEP consiste en “filtrar” todos aquellos gastos incluidos por el ICE que no corresponden a gastos “eminente necesarios” para el desarrollo de la actividad. En ARESEP se considera el regular únicamente sobre aquellas actividades relacionadas con la tarifa y prestación del servicio. Recuérdese que el ICE es una empresa que, para estos efectos no sólo se dedica a la generación de energía eléctrica y a brindar el servicio de telecomunicaciones, ambos servicios regulados, sino que se dedica a otras actividades como la construcción de túneles, represas, posee ingresos por concesiones y alquiler de postes para los servicios de televisión por cable y otros.

Es importante aclarar una vez más que el presente estudio se concentra en la fijación de tarifas para ICELEC, específicamente para las tarifas eléctricas del sector distribución.

III.2. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Tal y como se mencionó anteriormente, el presente estudio se centra en el análisis de la “efectividad” de la regulación de las tarifas eléctricas para el sector distribución del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Se parte de la hipótesis inicial de que la regulación ha caído en los tres principales fallos de la regulación: de formación de incentivos, sostenibilidad y consistencia de las decisiones y de captura de intereses particulares.

1) Formación de incentivos:

Hipótesis: la metodología de Rate of Return Regulation ha fallado en la maximización de los excedentes del consumidor y productor. La metodología no incentiva la eficiencia.

La teoría de la Regulación plantea que el modelo de tarifas al costo medio falla en el objetivo de maximizar el bienestar social, para someter a prueba la hipótesis, se realiza una revisión de

los principales efectos nocivos propuestos por la teoría, por parte de esta metodología (la más común).

Además, se analiza como parte de la evidencia empírica la evolución durante el periodo de que analiza el estudio la evolución de las tarifas en términos reales con respecto a la producción, su posible explicación e implicaciones.

Finalmente, se realiza una revisión de estudios previos que consideran las estructuras de precios de la electricidad en Costa Rica, su efecto redistributivo y su relación con los objetivos propuestos tanto del ICE como de la ARESEP y su relación con la eficiencia.

2) Sostenibilidad y consistencia de las decisiones:

Hipótesis: ARESEP no ha sido consistente a través de los años en las consideraciones para fijar las tarifas eléctricas de ICELEC. Este fallo implica que existan aumentos o disminuciones en las tarifas y la tasa de rentabilidad no explicables por medio de la ecuación de cálculo tarifario.

En este apartado se analizan los principales datos históricos de las variables involucradas en la fijación de tarifas, así como un análisis de regresión, con el objetivo de evaluar el cumplimiento de la ecuación básica del Rate of Return Regulation.

3) Captura de intereses particulares:

Hipótesis: Considerando que tanto ARESEP como ICELEC son organismos estatales, con una fuerte relación con el Poder Ejecutivo, no se puede hablar de intereses particulares privados, sino de intereses políticos que afecten la eficiencia en la función de ICELEC.

Continuando con el análisis de regresión, se pasa a estudiar los años para los cuales la ecuación estimada se aleja más de la observada y su posible explicación; entre las posibles explicaciones se plantea la posibilidad de significancia de los periodos electorales en la tasa de retorno y tarifas eléctricas.

Se incluye además un estudio sobre la regularidad en la presentación de los ajustes tarifarios, así como posibles explicaciones al hecho de que los mismos no ocurran siempre con la misma periodicidad, y las posibles implicaciones para las finanzas de ICELEC.

Finalmente, se plantea el debate en torno a la siguiente pregunta: ¿Se alejan de sus funciones reales ICELEC y ARESEP? Tratando de dar respuesta a uno de los interrogantes principales de la investigación: ¿Hay captura del Regulador?

III.3. DATOS PARA LA INVESTIGACIÓN

III.3.1. Recolección de información

A pesar de que el tema del ICE, de sus estados contables y sus tarifas viene siendo desde hace varios años, y con un especial realce durante los meses en que se desarrolló la investigación, los datos para analizar su regulación son escasos. Durante las últimas semanas de la investigación las principales polémicas sobre el tema ICE giran entorno a sus prácticas contables y la veracidad de la información que comparte con las autoridades gubernamentales, el Banco Central y ARESEP.

El periodo de la investigación comprende de 1979 a 2000 y se utilizaron datos anuales de tarifas, producción y venta de energía, resultados contables, inversión y tenencia de bonos de deuda interna.

Se consultaron 4 fuentes principales:

- **Instituto Costarricense de Electricidad (Departamento de Proceso de Demanda Eléctrica y Departamento de Contabilidad):** Solicitudes de aumento tarifario entre 1980 y 2003, Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Costa Rica 2002-2024, Consultoría “Modelos de Proyección de la Demanda Contemplando el Uso Racional de Energía del Desarrollo Eléctrico III” y los Estados de Resultado y de Situación de la institución para el periodo analizado.
- **Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Dirección de Energía y Concesión de Obra Pública y Archivo Central):** Tesis de Licenciatura y Maestría

(Álvaro Barrantes), Solicitudes de aumento tarifario ICE 2000 – 2003, Archivos sobre tarifas eléctricas del ICE a partir de 1980 al presente.

- **Dirección Sectorial de Energía (página en Internet: www.dse.go.cr):** datos de tarifas por empresa y sector; generación transmisión y distribución por empresa y sector; inversión pública y privada en energía eléctrica; otros.
- **Banco Central de Costa Rica (página en Internet: www.bccr.fi.cr):** Estadísticas Fiscales, Índice de Precios al Consumidor, Producto Interno Bruto.

Dado que los trabajos sobre el tema de regulación y más específicamente el rubro de energía eléctrica o para el ICE son escasos en el medio y los existentes dispersan su atención sobre temas muy variados el proceso de documentación y obtención de datos requiere indagar en muchas fuentes, con muy baja probabilidad de obtener información sobre el mismo tema de dos fuentes diferentes o la mala fortuna de encontrarla pero los datos no coincidan a plenitud. Vale la pena externar la inquietud para que las autoridades públicas relacionadas con los temas de estadísticas financieras y regulación de energía intenten un esfuerzo por mejorar la documentación existente y contribuir así a investigaciones posteriores.

Si bien la mayoría de datos provienen de fuentes primarias o secundarias, la forma en que se encuentra la información dificulta la labor para su manejo estadístico:

- *Solicitudes de aumento tarifario:* a pesar de que las tarifas se deberían actualizar todos los años, no existe regularidad en el momento de presentación de las solicitudes. Hasta antes de 1998, además de las solicitudes ordinarias se realizaban otros ajustes en las tarifas por concepto de Factor Térmico que correspondía a correcciones en las tarifas para mantener un flujo de caja que permitiera al ICE comprar combustibles a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) en periodos de baja generación en las plantas hidroeléctricas. A partir de entonces las solicitudes han sido muy irregulares, especialmente la que se tramita en la actualidad que de concretarse en agosto significaría el primer ajuste en precios desde hace principios de 2001.

Otro aspecto que dificulta grandemente las estimaciones y números de esta investigación es el hecho de que ARESEP solicite al ICE separar sus estados contables en sectores (Generación, Transmisión y Distribución) a partir de 1993, por lo que es imposible obtener un parámetro exacto de comparación antes y después de este

año. A pesar de ello, la diferencia no debería tener efectos mayores a los de un cambio de escala, dado que las tarifas antes y después siguen los mismos criterios que para efectos de la metodología tarifaria deberían generar resultados similares. Recuérdese que las tarifas se fijan con base en la relación ingresos menos gastos sobre activos que de un nivel determinado de rédito para desarrollo.

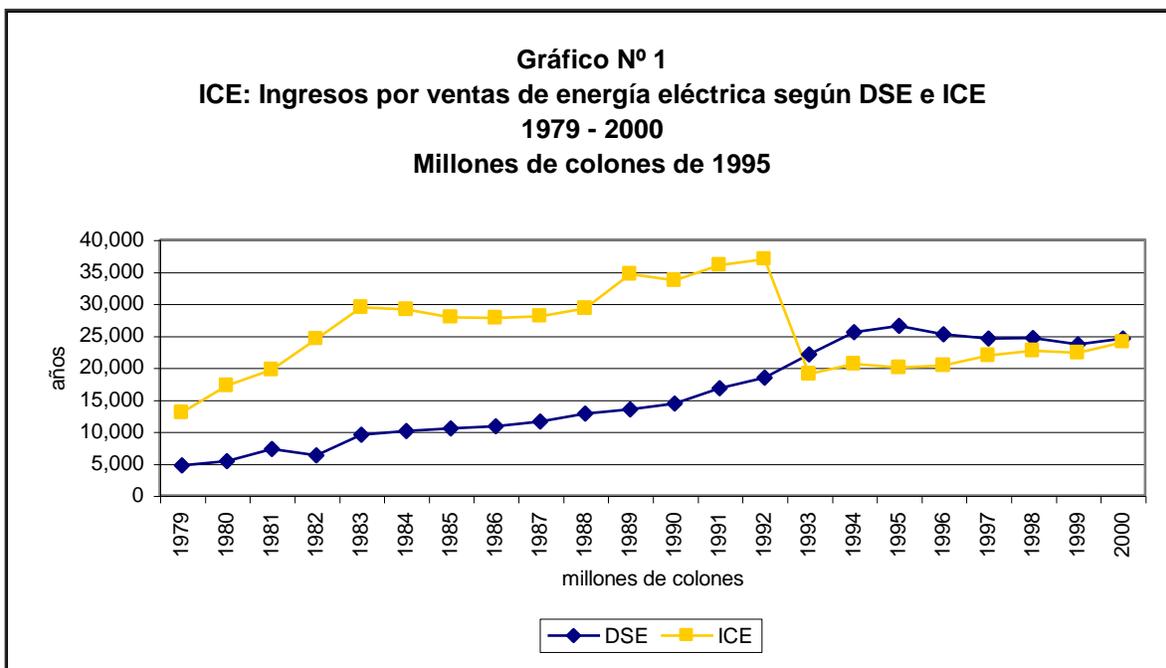
Dos rubros en el apartado de Gastos se ven afectados para efectos del estudio: a partir de 1993 los estados financieros para el sector Distribución indican que los Gastos en Generación de energía es cero, sin embargo parte de este rubro se pasa gastos por compra de energía (en este caso a ICE-Transmisión, que le compra la energía a ICE-Generación) por el monto que requiere para Distribución; y además los Gastos Administrativos (a pesar de corresponder a un mismo aparato) se separa en los tres sectores indicados. Es decir, antes de este cambio se incluían gastos por generación de energía vendida a otras empresas distribuidoras, y gastos en administración por Generación y Transmisión. Parte de estos gastos deberían venir incluidos en el costo de la energía comprada a ICE-Transmisión y la otra parte es la información que causa la diferencia entre ambos periodos.

- *Documentación del Archivo Central de ARESEP*: un apartado de gran importancia en nuestro estudio depende de la información que permita comparar criterios de decisión sobre los cambios de tarifa por parte de las autoridades de ARESEP, ello dependería de los documentos de trámites de aumento tarifario y sus resoluciones correspondientes. Sin embargo, la documentación que se conserva en la ARESEP es escasa y de difícil consulta.
- *DSE – ICE*: como se muestra en el gráfico N° 1 para la Dirección Sectorial de Energía y el ICE, los ingresos por ventas de energía difieren por en proporciones muy grandes. Dado que los datos del DSE no indican fuentes, es difícil precisar el origen de la diferencia, sin embargo, se puede presumir que parte importante corresponde al cambio en la metodología contable de 1993, con lo que antes de ese año, la DSE contabiliza en las ventas del ICE a otras empresas de distribución junto con las suyas y a partir de entonces contabilicen cifras similares. Para efectos de nuestro estudio consideramos los datos extraídos de los estados de resultado del ICE.
- Datos como inversión y tenencia de Bonos de Deuda Interna no se separan, como lo hace la metodología por sectores funcionales ni actividad. El rubro de inversión en

energía que presenta la DSE para el ICE, incluye la inversión en Generación, Transmisión y Distribución; mientras las deudas o Bonos que reporta el BCCR como parte de las Estadísticas Fiscales para Costa Rica, se refieren al ICE como empresa pública, es decir, no diferencia entre ICELEC e ICETEL. Parte de las críticas que emergieron en las últimas semanas por parte de los dirigentes sindicales del ICE se refieren a este punto específico, pues para ellos, una de las principales fortalezas del ICE es su integración vertical y horizontal, siendo fuente de sus economías de escala.

III.3.2. Descripción de las variables

Tal y como se señalaba anteriormente, es evidente el cambio metodológico en la contabilidad de ICELEC a partir del año 1993 a partir de cuando ARESEP solicita a la entidad separar sus cuentas en tres sectores: Generación, Transmisión y Distribución; para las cuales siempre se han manejado tarifas diferentes, pero no contabilidad separada.



Fuente: ICELEC

Ventas

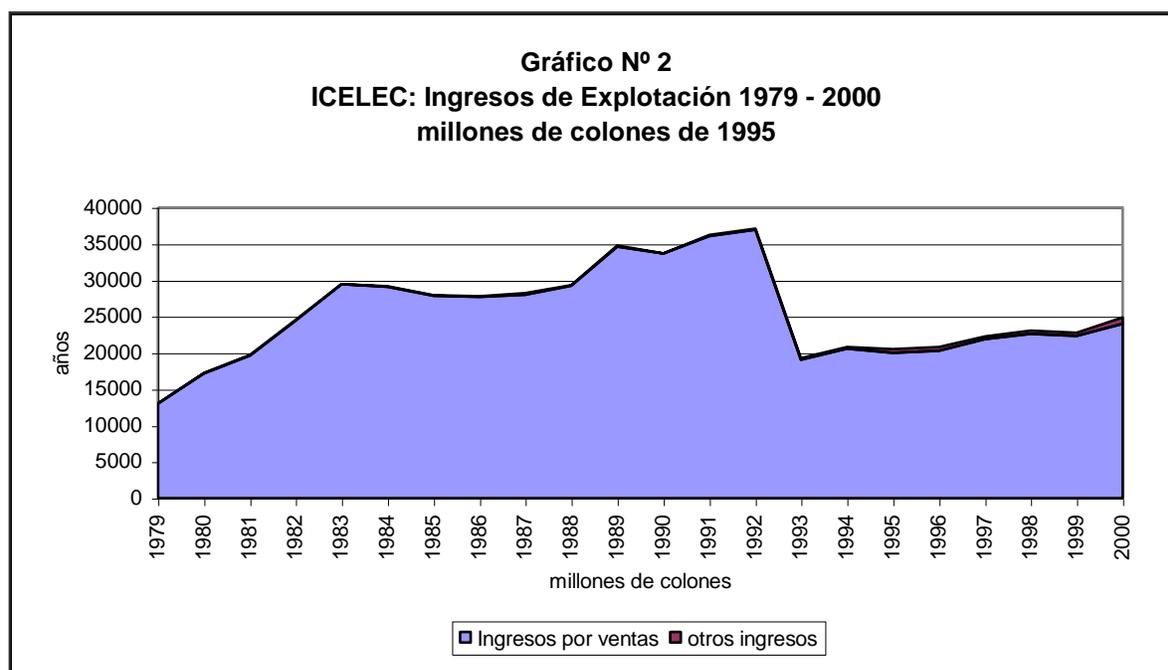
La primera observación se deriva de la diferencia en los datos reportados por el ICE en cuanto a ingresos por ventas de electricidad con respecto a la Dirección Sectorial de Energía (DSE). Según explica Álvaro Barrantes, encargado del sector energético en ARESEP, es imposible determinar el origen de las diferencias, pues ni siquiera están claras las fuentes de la DSE, e

incluso es posible que se basen en cálculos derivados de la producción y no directamente de los datos de distribución.

Aún a pesar de ello, los datos, que no son comparables antes de 1993, muestran una diferencia máxima en los datos reportados para 1995, a partir de donde la brecha se hace cada vez más pequeña.

Ingresos de Explotación

Así, establecidas las salvedades del caso, se consideran los datos de ICELEC por razones de homogeneidad en los datos, facilidad de uso y por su condición de fuente primaria.

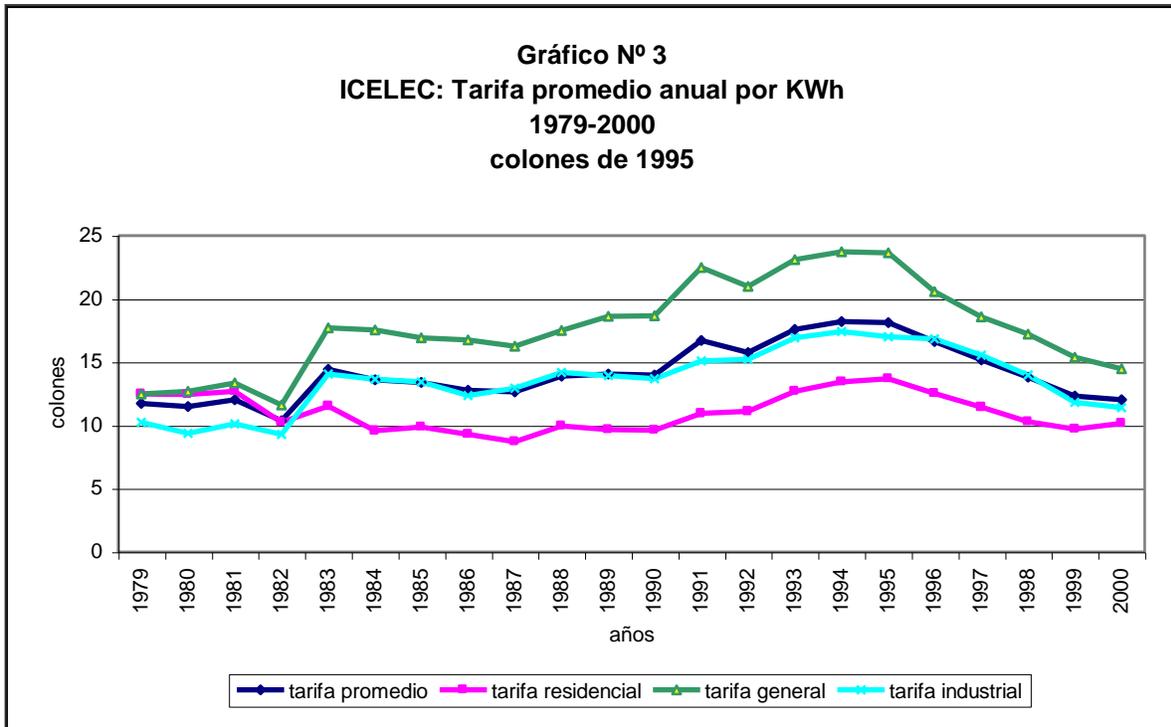


Fuente: ICELEC

En términos constantes, los ingresos de ICELEC muestran una tendencia creciente durante todo el periodo, muy marcada entre 1979 y 1992, con un periodo de relativa estabilidad en la cantidad de ingresos entre 1983 y 1989.

Sin embargo, a partir de 1993, con la separación de las cuentas, la tendencia creciente es menos notoria y más regular. Es importante considerar el hecho de que en términos reales las tarifas han sufrido una caída continua desde 1995. Esto quiere decir que el aumento en los ingresos

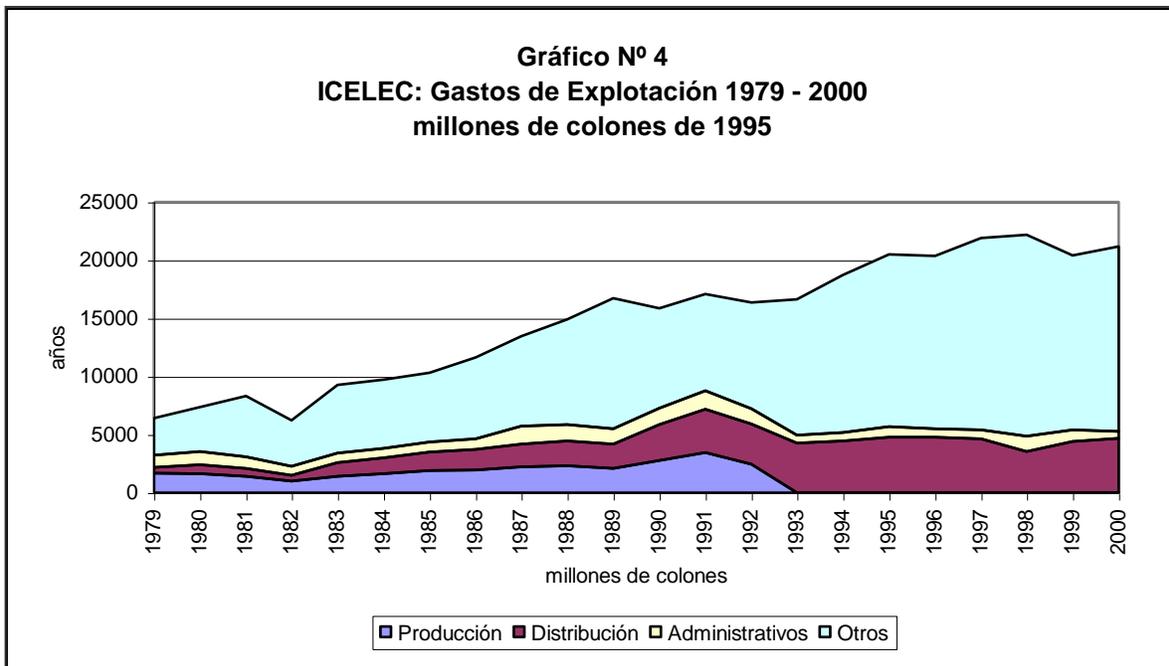
de explotación puede deberse únicamente a aumentos en la producción y del rubro otros ingresos, que representa una porción bastante pequeña de los ingresos, aunque creciente.



Fuente: ICELEC

Gastos

Por el lado de los gastos, se muestra una tendencia creciente en términos reales a lo largo de todo el periodo, excepto en 1982, 1990 y 1999.

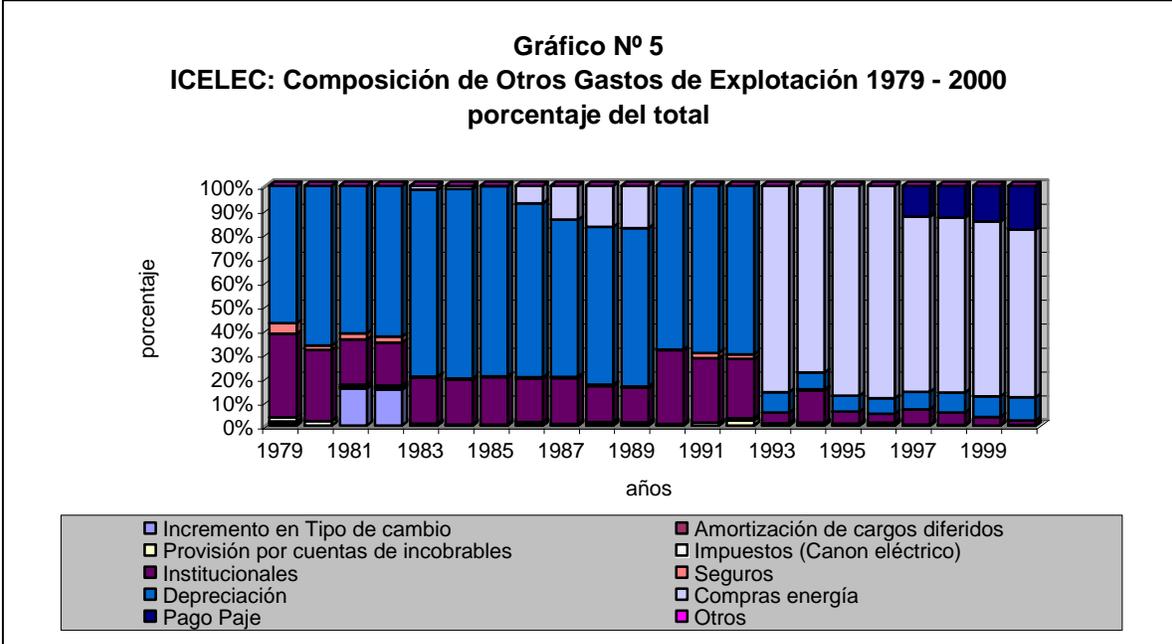


Fuente: ICELEC

Nótese el cambio en el rubro “Producción” que a partir de 1993 es cero, debido, como ya ha sido reiterado al cambio en la contabilidad; sin embargo, considérese también que la disminución en este rubro significó para el siguiente periodo un cambio en Otros Gastos, principalmente debido a que parte de los gastos que dejó de tener el sector Distribución (como subsector “independiente”) en producción, pasaron a ser compras de energía a ICELEC – Generación peaje a ICELEC – Transmisión. En cuanto a los gastos administrativos, representan un promedio de 8,1% del total de Gastos de Explotación, sin embargo, mantienen una tendencia decreciente y para el final del periodo analizado representaron un 2,9% del total. El rubro más importante en tamaño y crecimiento de la serie es “Otros gastos”.

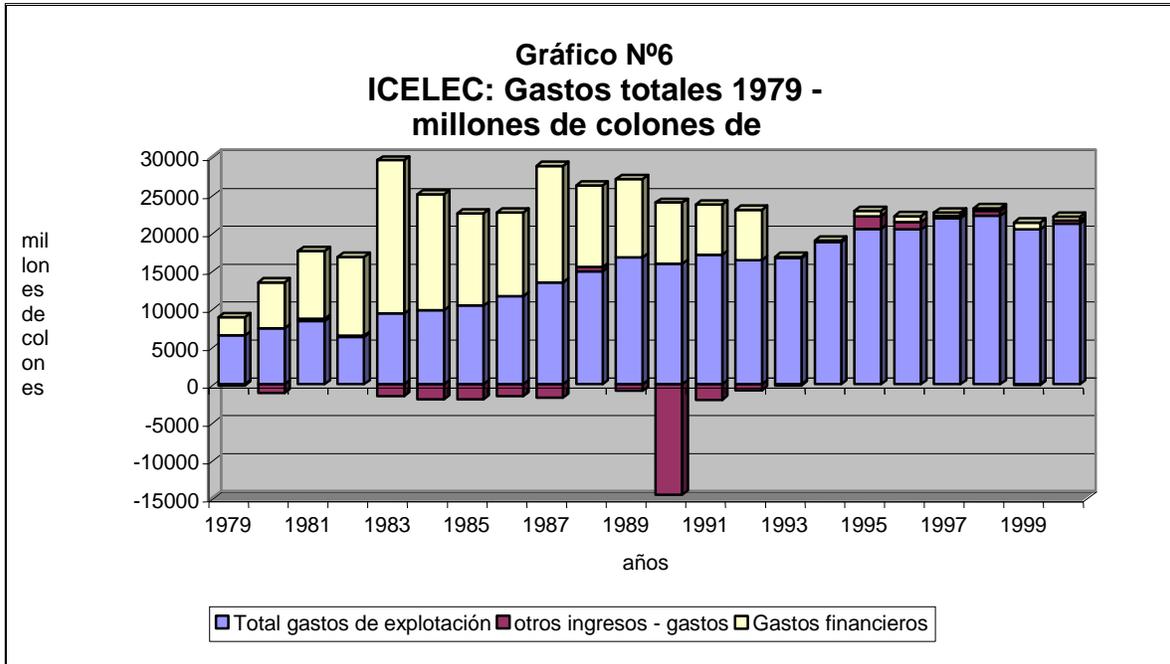
Como se muestra en el siguiente cuadro, Otros gastos está principalmente compuesto por la depreciación del capital, los pagos institucionales, las compras de energía y el peaje al sector Transmisión. Éstos dos últimos cobran importancia a partir del cambio en la metodología contable, cuando se dejan de contabilizar los costos de producción y se pasa a comprar la energía a los sectores Generación y Transmisión. Un punto importante, sin embargo que escapa a los alcances del presente estudio es el considerar qué porcentaje del aumento en los pagos por compras de energía corresponde a producción autónoma y qué otra a los

generadores privados, los cuales representan una carga fuerte al ICE, pues deben pagar toda su producción a un precio establecido más alto.



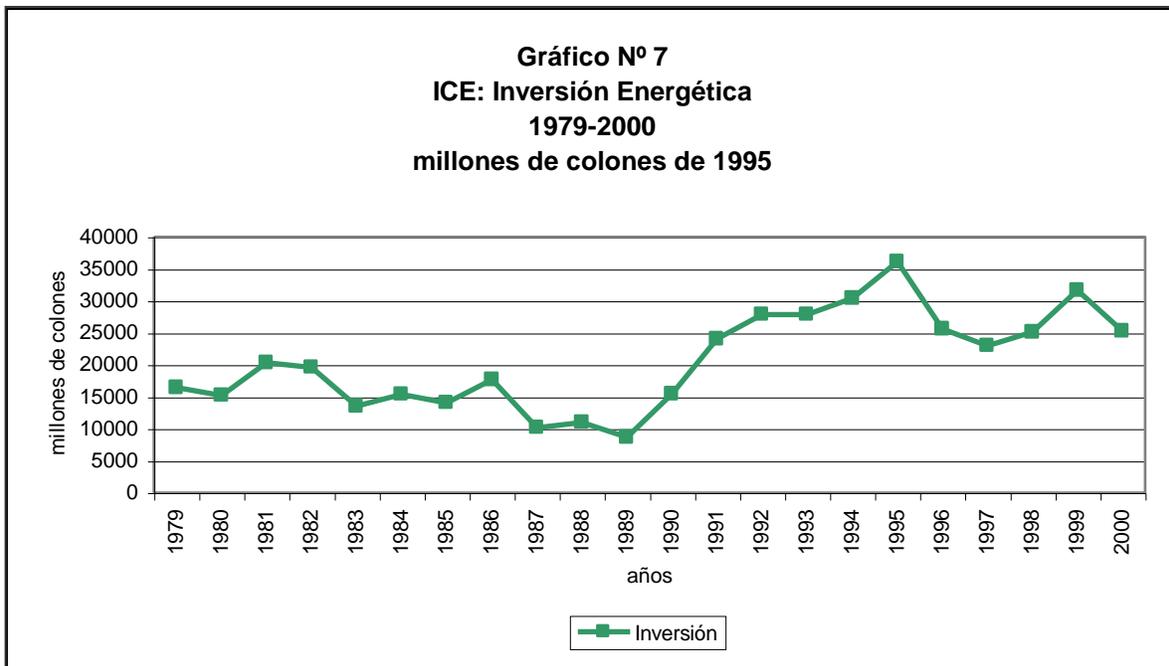
Fuente: ICELEC

Otro punto importante es ver la relación de los gastos incluidos en el análisis de las tarifas en comparación al total de gastos de la institución.



Fuente: ICELEC

Como se aprecia en el gráfico, durante la época de los 80, los gastos financieros producto de las deudas, además de las altas tasas de interés significaron altos costos para el ICELEC, al punto de ir viendo caer lentamente la inversión en energía en términos reales hasta 1989, como muestran las cifras de la DSE. Sin embargo, el efecto se revirtió fuertemente en los 90, posiblemente impulsado por la condonación de la deuda que se hizo a Costa Rica, en la cual el ICE se vio beneficiado, lo cual se refleja en el rubro otros ingresos – gastos diferentes de explotación del año 1990, que contabiliza en el estado de resultados de ICELEC de ese año un ingreso de ₡4200 millones (₡14.548 millones de 1995) como resultado de la condonación, además de un ingreso de aproximadamente ₡800 millones (₡1925 millones de 1995) por ganancias en operaciones cambiarias. A partir de ahí se reducen los gastos financieros y a partir de 1993, con el cambio en la metodología y la separación de sectores, los gastos financieros se reducen al mínimo, lo que además indicaría además que el grueso de las inversiones en energía de ICELEC están en los sectores Generación y Transmisión.

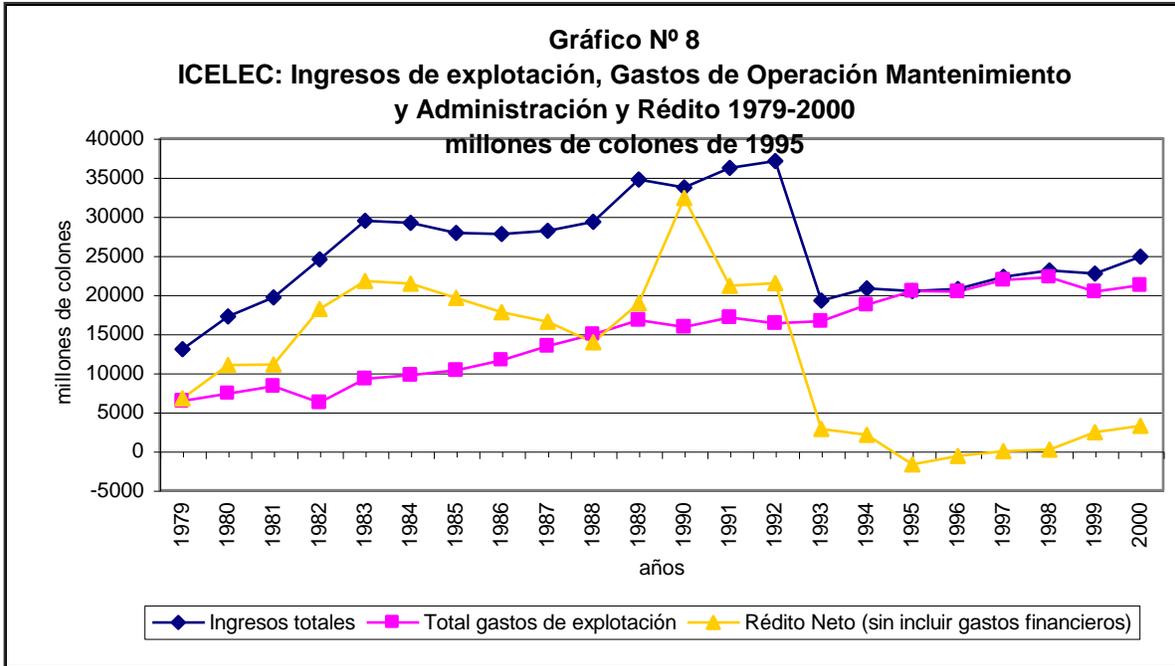


Fuente: ICELEC

A partir de 1990, comienza un aumento en términos reales de la inversión energética, que se mantuvo alrededor de ₡30.000 millones constantes de 1992 a 2000. Sin embargo, recuérdese una vez más que el detalle importante a considerar en cuanto a los efectos y necesidad de la inversión de ICELEC, requiere considerar una proyección suficientemente larga de demanda, pues los proyectos de inversión en energía requieren programación, planificación y consideraciones de demanda futura.

Ingresos de Explotación, Gastos de Explotación y Rédito Neto

Las tres variables relevantes para la fijación de las tarifas eléctricas son los ingresos de explotación, los gastos de explotación y el rédito para el desarrollo, el cual, en términos constantes vendría a ser el rédito neto de operación o rédito neto antes de incluir los gastos financieros.



Fuente: ICELEC

A pesar de las dificultades enfrentadas durante la década de los 80, el monto real del rédito neto de operación fue creciente hasta 1990, a partir de donde comenzó a declinar, incluyendo una baja relativa (por efecto escala) a partir de 1993 tras la separación de ICELEC en dos y posteriormente tres sectores; sin embargo, esto no quiere decir que por ello debiese caer, como entre 1995 y 1998 en niveles negativos o cercanos a cero.

Según explica Francisco Garro, director del Departamento de Estimación de Demanda de ICELEC, y encargado del manejo de las tarifas, ICELEC opera desde hace muchos años con réditos para el desarrollo muy bajos. Estos réditos para el desarrollo serían, según señala, inaceptables para un ente privado, sin embargo, aún para una institución pública es un asunto grave, ya que limita sus planes de inversión de largo plazo.

IV. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

IV.1. ARGUMENTOS TEÓRICOS ACERCA DE LA REGULACIÓN SEGÚN LA TASA DE BENEFICIOS

Como se vio anteriormente este tipo de regulación se basa en la aprobación de una tarifa tal que le permita a la empresa regulada capaz de cubrir los costos históricos así como los costos de capital invertido en que incurrián, en otras palabras, se debe de permitir que las empresas que brindan servicio público puedan recuperar sus costos variables y de inversión, así como una retribución por el riesgo asociado de invertir sus propios capitales. Por lo tanto los ingresos generados en forma de tarifas aprobadas por el regulador deben de ser tales que se puedan recuperar los costos variables en que se incurren a la hora de brindar el servicio público más dicha retribución.

Los problemas que puede presentar este tipo de regulación es que las empresas tengan un incentivo a realizar una gestión ineficiente debido a que pueden inflar sus costos en el sentido de que imputen costos que no tienen que ver con la producción de el servicio público, ya que saben de antemano que las tarifas que tendrán a disposición cada periodo serán tales que les permita recuperar dichos costos.

Otro problema es que las empresas se pueden ver tentadas a sobreinvertir, debido al incentivo que tienen a la hora que se les asigna la retribución por los capitales invertidos. Esta incentivo a la inversión puede provocar excesos de capacidad instalada y que a su vez refleje un desperdicio importante en costos y su consecuente impacto en el bienestar. Por otro lado si la inversión es de tipo financiera podría estar reflejando una desviación importante de recursos que se deberían estar destinando a la producción eficiente de el servicio público.

Si la empresa está incurriendo en costos excesivos, según este método de regulación, la autoridad reguladora estará obligada a aprobar tarifas excesivas para permitirle a la empresa poder recuperar sus costos. Con esto se esta incurriendo en uno de los fallos de la regulación, debido a que no se está promoviendo la gestión eficiente por parte de la autoridad reguladora y más bien se está incentivando a la perdida de eficiencia. Con tarifas más altas se está provocando una disminución del excedente del consumidor ya que se le está obligando a pagar

un mayor precio por el servicio público. En este caso la autoridad reguladora está beneficiando a la empresa regulada a costas de una disminución del bienestar de los consumidores.

IV.2. ANÁLISIS Y EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y LA PRODUCCIÓN DEL ICE

IV.2.1. Que ha pasado con las tarifas

La composición de las tarifas analizadas, está determinada por el conjunto del costo aplicado al sector residencial, sector industrial y la tarifa general. De estas tres se determina una tarifa promedio, de las cuales si se aplicara eficiencia y eficacia del ICE en el cobro, no debería discernir en mayor cuantía del promedio.

Sin embargo, los datos demuestran que se presentan desviaciones considerables del promedio, específicamente desde 1983⁴. La tarifa que impulsa el promedio hacia la alza es la tarifa general. Mientras que entre 1979 y 1982 esta tarifa rondaba los 12 colones por Kilowatt/hora, un año posterior sufrió un drástico incremento mayor al 50%, determinando de esta manera la tarifa alrededor de los 17 colones Kw/h.

Los años de 1985 a 1988 representaron una baja poco significativa, tal y como no lo demuestra el grafico #1, y la tarifa se ubicó en aproximadamente los 16 colones Kw/h. No obstante esta tendencia de la baja no fue sostenida y en lugar de ello se volvió a presentar incrementos sustanciales para los siguientes años. Tal es este comportamiento que para el quinquenio de 1990 – 1995 la tarifa general fue determinada alrededor de los 23 colones Kw/h, es para el año de 1995 cuando se encuentra la tarifa máxima general (23.65 Kw/h).

Este año presenta una condición característica, en la cual se cobraron las tarifas mas altas del periodo analizado en el presente trabajo. Después de dicho año la tendencia se muestra hacia la baja en las tarifas y de una manera plausible y considerable para los bolsillos de los consumidores de electricidad. Los últimos años (1999 - 2000) se cobró cerca de 15 colones

⁴ Se puede conceptualizar este periodo en gran medida, dado la recesión que sufrió nuestra economía para inicios de los ochentas.

Kw/h por concepto de tarifa general, representando de esta manera una disminución en los últimos años de cerca de 25 % en promedio.

En términos generales, el comportamiento de esta tarifa se puede dividir en dos fases: la primera y más larga caracterizada por incrementos sustanciales en ésta para el periodo comprendido entre 1980 y hasta 1995; la segunda es una reversión de la tendencia y con ello una declinación de la tarifa, logrando colocarla en menor grado, pero sin embargo presenta aún una desviación significativa con respecto al comportamiento de las demás tarifas. En general, esta tarifa presenta la mayor desviación estándar (3.60) con respecto a las demás tarifas

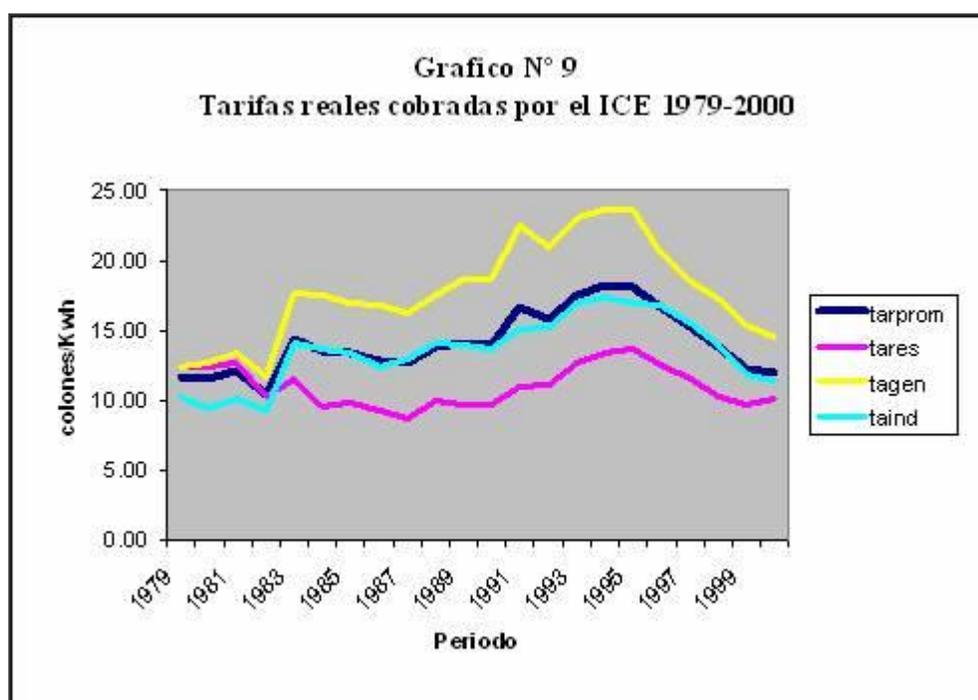
Tabla N° 1
Estado de Resultados del ICE
1979-2000

	Producción Gw	Crecimiento Producción	Tarifas Reales (1995=100)			
			Tarprom	tares	tagen	taird
Media	1169,94	8,13	14,49	11,00	17,73	13,56
Máximo	2117,89	27,52	18,19	13,68	23,72	17,41
Mínimo	423,9	-2,24	10,38	8,71	11,61	9,27
Desviación estándar	495,44	6,41	2,17	1,47	3,60	2,45

Fuente: Elaboración propia con base en estado de resultados de ICELEC

En lo referente a la tarifa residencial, es la que impulsa el promedio hacia la baja- al contrario de la tarifa general-; y es que estas tarifas han presentado históricamente valores mucho mas bajos que el promedio de todas las tarifas. No es de extrañar dicho acontecimiento ya que el ICE subsidia este sector (en contra de los principios sobre los cuales el ICE fue creado) y esto lo hace a costa de un mayor cobro a otros sectores (eg. el general), desincentivando a los consumidores de dichos sectores.

Para los primeros años el cobro por tarifas residenciales estaba casi de igual manera que la tarifa general, no obstante, a partir de 1983 y hasta 1992 se dieron disminuciones en esta tarifa, lo cual hizo que se ubicara en menos de los 10 colones por Kw/h , mientras que para las otras dos tarifas se daban incrementos significativos. Por ejemplo, la diferencia entre el cobro de la tarifa residencial y la general rondaba los 6 colones Kw/h, y de 4 colones entre la residencial y la industrial.



Fuente: Elaboración propia con base en estado de resultados del ICE

En efecto, mediante un análisis de causalidad se puede considerar que la baja en las tarifas residenciales podría ser explicada mediante un financiamiento de mayores tarifas de los demás sectores (para 1989-1990 las tarifas generales duplicaban las tarifas residenciales).

Es para el primer quinquenio de la década de los noventa, donde se presentan alzas en la tarifa residencial, que sin embargo son poco significativas y no se compara con las alzas de las otras tarifas. Esta alza no perdura mucho y más bien a partir de 1996 se logra disminuir y se establecen tarifas alrededor de los 10 colones por Kw/h en promedio.

El comportamiento de la tarifa residencial durante el periodo de estudio, no ha diferido de la conducta de la tarifa general, a no ser el principio del periodo analizado, ya que mientras la tarifa residencial mostraba decrecimiento en este cobro, la tarifa general determinaba una tendencia contraria.

Si antes se analizaba que las tarifas residencial y general se desviaban del promedio significativamente; cabe resaltar que la tarifa industrial es la que se ha mantenido fluctuando poco alrededor del promedio. De hecho, ha ido muy de la mano con la tarifa promedio.

Desde de 1979 y hasta 1986, la tarifa industrial estaba por debajo del promedio cobrado, la desviación no es muy sustancial (cerca de 1 colon Kw/h menos que el promedio). Posteriormente se da casi un emparejamiento de tarifas y el cual se mantiene por el resto el periodo, a excepción de los años 1997 y 1998 en los cuales se cobra una tarifa por encima del promedio, pero, nuevamente la desviación es muy poco significativa.

Los datos muestran el comportamiento muy simétrico: un crecimiento paulatino a través del tiempo, específicamente durante 1985 y 1995, años en los cuales se cobró la mayor tarifa del periodo (cerca de 17 colones por Kw/h), seguido de ello se da una disminución de la tarifa cuya mayor significancia se presenta para los últimos dos años, cuando se cobra poco menos de los 12 colones por Kw/h.

En términos generales, cobro promedio de las tarifas anteriores ha presentado un comportamiento o tendencia hacia la alza (a excepción de los primeros años), y cuya tendencia se declina para finales del periodo. Se presenta con ello poca desviación estándar en el cobro de las tarifas. El promedio a rondado los 14 colones Kw/h, la tarifa máxima se ha cobrado entre los años 94 y 95, cerca de 18 colones y la mínima para principios del periodo (menos de 12 colones por Kw/h).

Finalmente, se debe recalcar que la evolución de todas las tarifas ha seguido un mismo patrón o tendencia hacia la alza desde principios de los ochentas (en términos reales creció dado los problemas inflacionarios y coyunturales que se presentaron en nuestro país a inicios de 1980), acompañado por todo el periodo, de una gran brecha entre el cobro residencial y las otras dos

tarifas. Es para finales del periodo de estudio en donde se presenta un leve decremento en el cobro de todas las tarifas, y cerrando, con poca relevancia, la brecha tarifaria antes citada.

IV.2.2. Que ha pasado con la producción.

La producción de electricidad por parte del ICE ha presentado una tendencia creciente, debido al exceso de demanda que presenta la población. La tasa de crecimiento promedio de la producción de electricidad, durante el periodo, es de cerca del 8%, porcentaje significativo, el cual es explicado por la demanda interna que presenta el país.

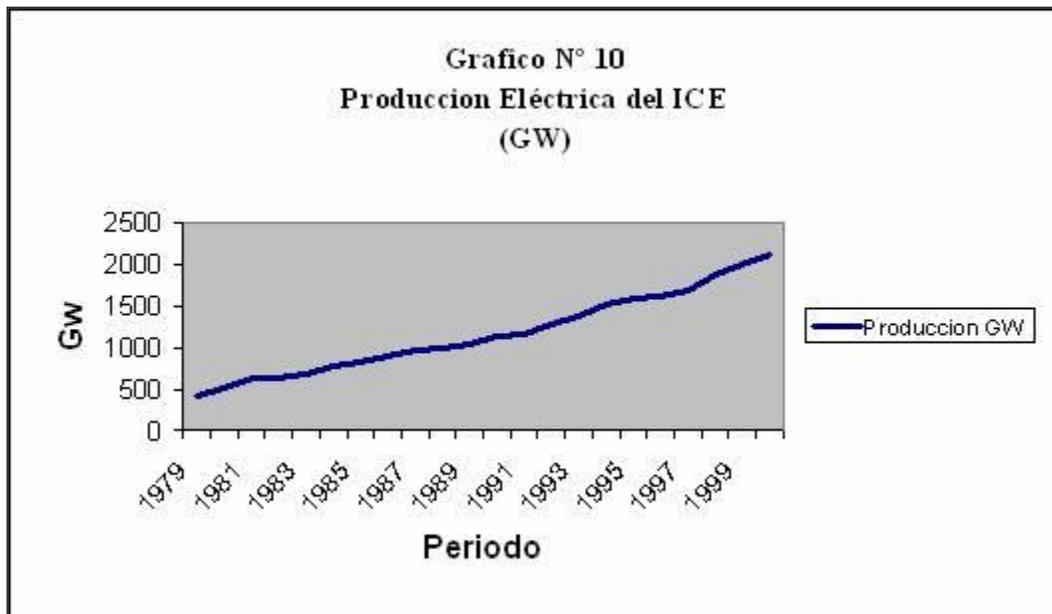
A pesar de este crecimiento cabe recalcar que el cambio en la producción ha sido muy divergente a través del periodo, es decir mientras que hay años en los cuales la producción ha crecido vigorosamente (1981 creció a una tasa del 27% con respecto al año 1980), la divergencia es tal, que para el año siguiente se presentó una disminución en la producción de más de 2%. Sin embargo este comportamiento podría ser explicado por varios factores: el primero es que la baja en la producción es explicada por aumentos en los precios de los insumos que utiliza el ICE para el proceso productivo, lo cual repercute drásticamente y de esta manera decrece la producción. Esta situación característica corresponde al periodo donde se presenta la crisis internacional, y a la cual nuestro país no paso desapercibido, sino mas bien tuvo grandes problemas.

Otro considerando que podría ser catalogado mas como hipótesis es que la producción creció en 1981 de una manera mayor que la esperada por la demanda (sobreoferta) y con ello, para el siguiente año se consideró este efecto, reduciendo un poco la oferta.

Un tercer aspecto tendría que ver con un comportamiento microeconómico en cual se presenta los llamados rendimientos decrecientes de escala, es decir la producción venia aumentando de tal manera que toma un máximo y luego decrece, esto suponiendo un movimiento creciente en la oferta para los años antes del período de estudio, además de suponer cambios en la demanda igualmente decrecientes.

Detrás de todo lo explicado anteriormente hay un factor predominante en la producción de electricidad por parte del ICE que es la capacidad instalada, la cual varia de acuerdo a los

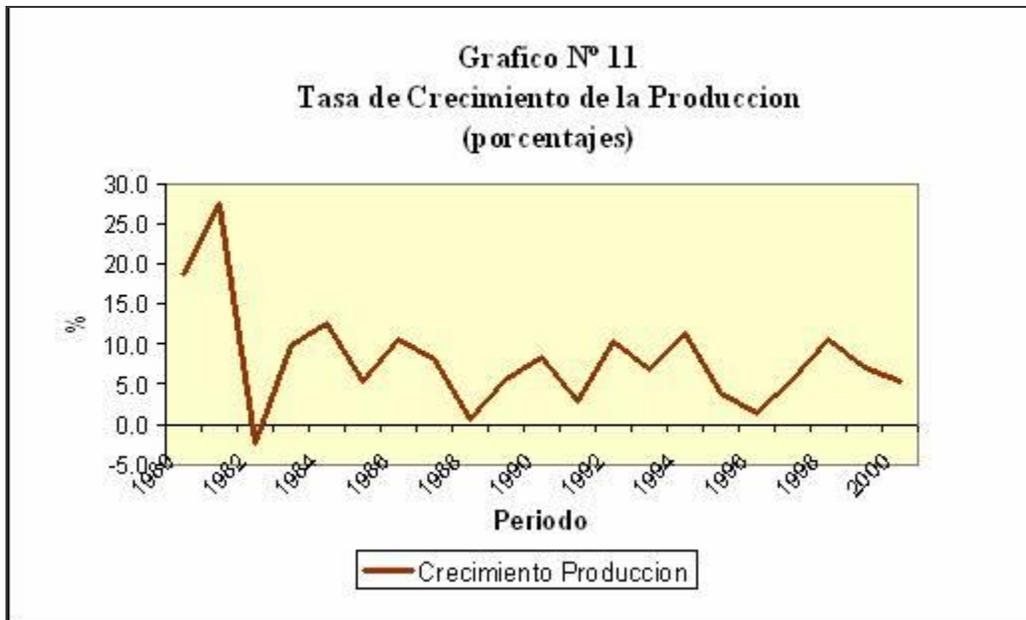
presupuestos asignados, de tal manera que conforme se incrementa la capacidad instala, la producción va a ir creciendo, aunque no de una manera eficiente pero si eficaz.



Fuente: Elaboracion propia con base en estado de resultados del ICE

Después de estos primeros años y a hasta 1988, la producción creció una ritmo cercano al promedio, que sin embargo se detuvo dado un leve aumento productivo de menos de 1% para el año de 1987.

Finalmente, exceptuando los años de 1994 y 1998 en los cuales se creció a una tasa acelerada de mas de 10 puntos porcentuales, la producción tuvo un ritmo de crecimiento muy heterogéneo y diversificado, en el cual el promedio de crecimiento fue cercano a 6%.



Elaboracion propia con base en estado de resultados del ICE

En términos absolutos se debe recalcar que la producción (Gw), casi se ha cuadruplicado con respecto al inicio del periodo, que como se dijo anteriormente es causado en gran parte por aumentos en la capacidad instalada lo cual es denotado por una mayor demanda por parte de los consumidores.

En términos de tasas de crecimiento (movimientos dinámicos) se puede determinar un comportamiento aleatorio durante todo el periodo. Los llamados “picos” o observaciones influenciales en los datos se presentan precisamente a inicios del periodo, donde en 1981 la producción creció cerca del 27% y un año posterior decreció poco más del 2%, por razones antes mencionadas. Exceptuando estos años, la tasa de crecimiento rondó el 6% de promedio, mostrando un patrón totalmente aleatorio, el cual fluctúa año tras año.

IV.2.3. Relación entre tarifas y producción

La teoría económica determina que conforme mayor sea el precio de determinado bien o servicio, mayor va a ser la oferta por dicha compra, y en contraposición a menor precio menor oferta.

En el caso del ICE este fundamento básico económico parece cumplirse a cabalidad. En los años la tarifa promedio fue la mas baja (1982, cerca de 10 colones Kw/h), también la

producción fue la mas baja (627.8 Gw), además de que se presenta la tasa de crecimiento de la producción mas baja del periodo, que en este caso mas bien da lugar a una decrecimiento de la producción de poco mas de 2.2%.

Al contrario también se evidencia la teoría, dado que en los periodos en los que la tarifa es alta, la producción crece a un ritmo acelerado, mayor del 10%.

Cabe recalcar el siguiente hecho: para los últimos años la producción creció alrededor del 6% en promedio, causado por aumentos en la capacidad instalada, mientras que las tarifas declinaron en términos generales. Este hecho podría ser explicado por un aumento en la productividad del sector eléctrico (por un lado la inclusión de nuevos generadores eléctricos), el cual elevó la producción y con ello disminuciones en las tarifas eléctricas promedios. Aunque sin objetar este argumento de explicación económica, no se debe dejar de lado un análisis meramente político en el cual la reducción de tarifas concuerde con políticas de estabilidad en tarifas por parte de las autoridades gubernamentales.

IV.3. CONSIDERACIÓN DE SUBSIDIOS - CARGA A SECTORES

A pesar de que el suministro de energía eléctrica para poblaciones o industrias, como servicio público que es, debiera darse en condiciones de igualdad o uniformidad existe una clara discriminación entre estos sectores en cuanto a las tarifas que se les cobra (no hay una tarifa única y esta es menor para el sector residencial). Esta discriminación se da también dentro del sector residencial.

En un estudio realizado en el año 1989 sobre los efectos redistributivos en el ingreso familiar de las tarifas eléctricas diferenciales en el servicio eléctrico, Alvaro Barrantes y Xinia Herrera, determinan que el sector residencial como un todo estaba siendo subsidiado por los otros sectores económicos (industrial y general).

Al analizar el sector residencial, establecen que la estructura tarifaria vigente implicaba que se subsidiaba a una proporción de familias cuyo ingreso era relativamente alto, y que muchas familias con un bajo nivel de ingreso se subsidiaban en menor medida. A pesar de esto, el

subsidio concedido al sector residencial, al ser progresivo, sí contribuía a una mejor distribución del ingreso, pues si bien el monto absoluto del subsidio era mayor para las familias ubicadas en los deciles más ricos de la población, porcentualmente resultaba más significativo el efecto sobre el ingreso que se daba en los deciles más pobres. Además, al dividir los clientes residenciales entre habitantes de zona rural y de zona urbana, encuentran que la estructura tarifaria beneficiaba más en términos porcentuales a los del área urbana, pues el consumo familiar, la cobertura del servicio y el subsidio por KWH son mayores para esta zona.

Lejos de consideraciones redistributivas y desde un punto de vista económico la estructura tarifaria subsidia al sector relativamente menos eficiente, pues se trata de un sector cuyo consumo presenta importantes picos que generan grandes costos al sistema; el sector industrial, por el contrario presenta un consumo más estable y el costo de distribución dentro de este es menor. Otro aspecto a considerar, y que es mencionado en el trabajo de Barrantes y Herrera, es que como el subsidio dado al sector residencial es mayor que el sobreprecio que se está cobrando a los otros sectores, de manera que globalmente, las empresas eléctricas obtienen pérdidas contables y económicas, existe una situación financiera en el sector eléctrico nacional que es deficitaria; y por ello, presenta dificultades para abastecer demandas futuras por falta de financiamiento para construir infraestructura.

A partir de 1997, durante la administración Figueres Olsen, se inicia un proceso que busca la eliminación paulatina de los subsidios dados al sector residencial, y de los existentes dentro de este, mediante la convergencia tarifaria. Esto se ha reflejado en aumentos porcentualmente mayores para las tarifas eléctricas residenciales respecto de los aumentos correspondientes para el sector industrial y general; así como, dentro del sector residencial, mayores aumentos porcentuales para empresas distribuidoras independientes respecto a los incrementos para las tarifas del ICE y de la CNFL. Esta política era necesaria, según se indicó en el momento de su anuncio, para buscar un mayor equilibrio entre empresas y abonados; así como para motivar una mayor competencia entre los sectores productivos (se buscaba reducir el costo industrial de la electricidad hasta equiparlo con los precios internacionales).

IV.4. RATE OF RETURN REGULATION: EFECTIVIDAD DE LA REGULACIÓN EVALUACIÓN DEL AJUSTE REAL DEL MODELO TARIFARIO

Una consideración importante en el estudio de la prestación de servicios públicos son sus características básicas: *continuidad, adaptabilidad, gratuidad, regularidad, uniformidad y generalidad*. Para cumplir con lo que le exige la ley, la empresa regulada depende, en buena parte de que la Autoridad Reguladora correspondiente cumpla con la fijación de tarifas adecuadas que garanticen la operación.

Esta labor, desde ningún punto de vista sencilla, tiene como principal inconveniente, tal y como se menciona en el marco teórico, de que la información de la que dispone el ente regulado es mayor que la que suministra al ente regulador. Además, la rigidez que impone un régimen de tarifas actualizadas periódicamente requiere de previsión perfecta del entorno económico para que no ocurran desbalances significativos a favor de consumidores o productores, que den ya sea ganancias excesivas o insuficientes para cubrir los costos de operación para las empresas.

Con base en estas consideraciones, se acepta la posibilidad de que el ajuste de los datos en torno a la fórmula básica del modelo no debe ser perfecta, especialmente si es posible evaluarla en periodos cortos (meses, trimestres o cuatrimestres), sin embargo, considerando que año a año se deberían revisar las tarifas, los datos anuales no deberían diferir mucho.

Es responsabilidad de la empresa regulada presentar las solicitudes y estudios correspondientes para los cambios en las tarifas que le garanticen operar cubriendo sus costos medios más una tasa de retorno que le permita invertir adecuadamente con miras a la demanda futura y además obtener una “ganancia” de acuerdo a su costo de oportunidad (en el caso de las empresas privadas).

De acuerdo con la metodología empleada por la ARESEP para fijar las tarifas de ICELEC, los principales determinantes de las mismas son el Beneficio de Operación (VO), la Base Tarifaria (BT) y el Rédito para el desarrollo (R). Descomponiendo la fórmula:

$$R = \frac{VO}{BT} \quad (1)$$

$$R = \frac{IE - GE}{AFN + Ct - DLP} \quad (2)$$

Donde:

IE = Ingreso de Explotación

GE = Gastos de Explotación

AFN = Activo Fijo Neto

Ct = Capital de Trabajo

DLP = Deuda de Largo Plazo

$$R = \frac{Kt - GE}{AFN + Ct - DLP}$$

$$R*(AFN + Ct - DLP) + GE = Kt$$

$$\text{con } Ct = \frac{G}{6}$$

$$\frac{R*AFN}{K} + \frac{R*GE}{6K} - \frac{DLP}{K} + \frac{GE}{K} = t$$

$$\frac{R*AFN}{K} + \left(\frac{R+6}{6}\right)*\frac{GE}{K} - \frac{DLP}{K} = t \quad (3)$$

$$t = t(R, AFN, GE, DLP, K)$$

Con lo que se puede apreciar que la tarifa eléctrica depende positivamente del rédito para el desarrollo, el stock de activos fijos netos y el gasto de operación planeado; y negativamente del stock de deuda de largo plazo. El efecto de los aumentos en la producción es ambiguo y

depende de cuál es el efecto mayor, si en los primeros dos términos o sobre la relación deuda producto.

IV.4.1. Ajuste de la identidad tarifaria

Como primera fase de prueba a la consistencia en la fijación de tarifas por parte de ARESEP, y dado que la ecuación del modelo es la utilizada para calcular las tarifas eléctricas deberían garantizar el equilibrio financiero de las empresas se evalúa el ajuste de la igualdad (1)⁵.

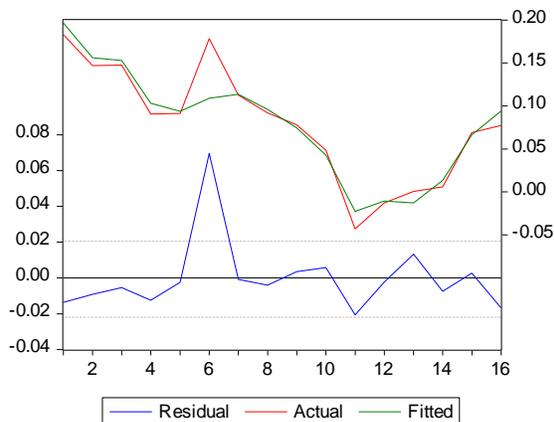
La hipótesis nula de la prueba es que cumple la igualdad del modelo tarifario.

Tabla N° 2

Variables independientes								
Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO/BT	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	-0.02	1.32	0.9065	0.8998	0.02	-4.75	1.99

Todas las variables son significativas al 95% de nivel de confianza

Los resultados indican que no se puede rechazar la hipótesis nula de que la igualdad propuesta por el modelo tarifario se cumple al menos en un 90% de las observaciones. Además, cabe



agregar que aunque no es propósito del trabajo, la prueba realizada cumple con los supuestos básicos el modelo de regresión a través de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), con excepción de la normalidad de los errores, sin embargo dicho problema desaparece cuando se corrige la ecuación por observaciones influenciales, como se verá más adelante.

Tal y como se aprecia en el gráfico del ajuste para el periodo 1985 – 2000 para los cuales se cuenta con datos suficientes para considerar todas las variables que intervienen en el proceso de fijación de las tarifas, la igualdad parece cumplirse para todo el periodo salvo la observación 6 (1990) y en menor cuantía la observación 11 (1995), donde los residuos son mayores.

⁵ Todas las pruebas econométricas se realizan con el programa Eviews. Las pruebas no pretenden cumplir con todas las cualidades óptimas de los modelos de regresión, ni tener una alta capacidad predictiva. El objetivo principal de las pruebas es comprobar el efecto que tienen las diferentes variables asociadas a la fijación de tarifas (a través del signo de los coeficientes de ajuste). Además medir qué tanto y de qué modo se ajustan las variables que se supone deberían estar en igualdad, que debería cumplirse para cada momento.

La ecuación debe cumplirse en el corto plazo, ya que se refiere a un ajuste o equilibrio financiero año a año, considerando, a través de las inversiones de largo plazo que permiten considerar el plan de expansión futuro de la empresa en el presente.

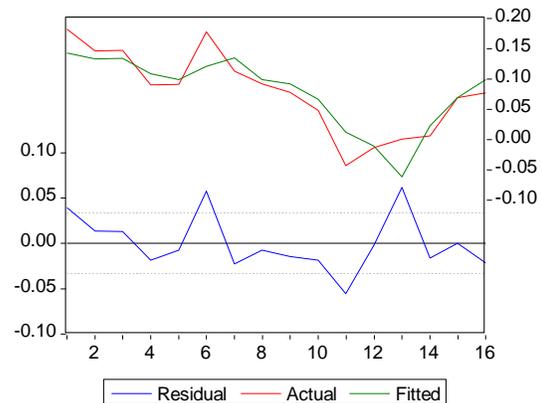
Para la misma hipótesis, se puede plantear un modelo más empírico que sólo pretenda ver los efectos sobre el ajuste de las variables antes consideradas de manera independiente.

Tabla N° 3
Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	C	VO	BT	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	0.1	0.000026	-0.0000023	0.7871	0.7544	0.03	-3.8	1.94

Todas las variables son significativas al 95% de nivel de confianza

Para esta segunda prueba, se obtienen los resultados esperados: VO afecta positivamente al rédito para el desarrollo, es decir, a mayor beneficio de operación mayor rédito; de la misma forma que a mayor base tarifaria, es menor el rédito, o visto de otra forma, para alcanzar el rédito para el desarrollo deseado, dada la base tarifaria, es necesaria una tarifa mayor que permita aumentar el beneficio de operación.



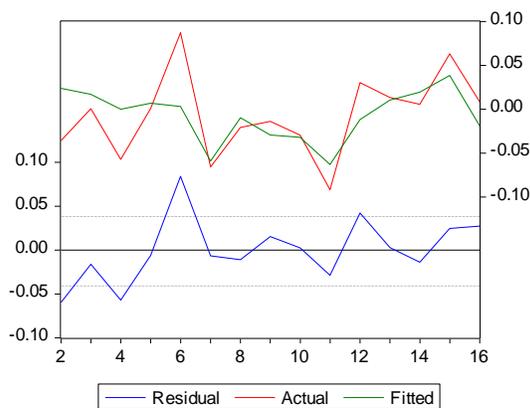
Para esta segunda prueba, el ajuste es menor, ya que sólo explica el 78,72% de las observaciones, se mantienen las diferencias de predicción para el año 1990 y 1995, y además se une 1997, donde el modelo predice un valor de rédito para el desarrollo menor al observado.

Una tercera forma de evaluar la igualdad, es ver cómo se ajusta el modelo en términos de cambio en las variables (aplicando primera diferencia a todas las variables). Esta prueba sirve como próxi a la aplicación de tasas de crecimiento y / o logaritmos, los últimos no aplicables debido a la presencia de valores negativos de rédito para el desarrollo.

Tabla N° 4
Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	c	DVO	DBT	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
D(RED/BT)	MCO	0.02	-0.00000047*	-0.0275	0.3916	0.2902	0.03	-3.44	1.74

* No significativas al 95% de nivel de confianza



Este tercer modelo indica que los cambios en las variables independientes solamente explican el 39,16% del cambio en el rédito para el desarrollo entre años. A pesar de la significancia del modelo y de cada variable, los cambios entre años no son explicados por el modelo.

Los cambios que se alejan más de los cambios observados son 1985 – 1986, 1987 – 1988, 1989 – 1990 y 1995-1996, como se puede apreciar en el gráfico.

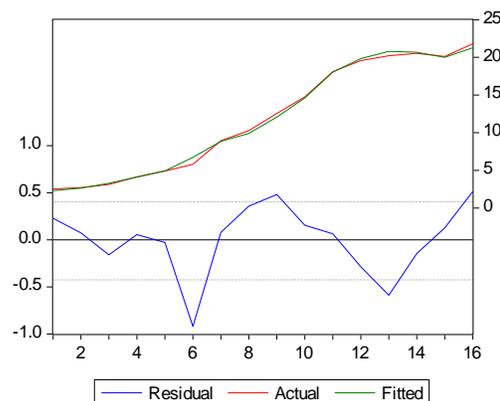
Por último, utilizando la ecuación (3), se puede apreciar si la tarifa promedio es realmente explicada por el modelo tarifario año a año.

Tabla N° 5
Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	c	R*A/K	((R+6)/6)*G/K	D/K	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
Tarifa promedio	MCO	-0.823	0.418	1.041	0.042	0.9974	0.9968	0.413	1.28	1.34

Todas las variables son significativas al 95% de nivel de confianza

El ajuste de este último modelo indica que un 99,74% de las observaciones son explicadas por la ecuación propuesta. El modelo presenta indicios de autocorrelación de grado 1. Sin embargo, es significativo y también lo son todas las variables independientes.



Sin embargo, a pesar del buen ajuste, aún así hay residuos que se sobrepasan los límites de confianza, estos son los correspondientes a 1990, 1993 y 1997, como se puede apreciar en el gráfico.

IV.5. HIPÓTESIS ALTERNATIVAS SOBRE LA FIJACIÓN DE TARIFAS

Dada la forma en que ARESEP determina las tarifas eléctricas, los resultados, a pesar de la altísima bondad de todos los ajustes, debería ser perfecta año con año, si además de una buena aplicación del modelo y la no intervención de factores externos, no ocurren cambios inesperados con base en las proyecciones realizadas por ICELEC y ARESEP.

De ocurrir estas tendencias, ello implicaría que ARESEP permite o se ve sometida a presiones que están fuera del alcance de los determinantes técnicos.

Además, repetidamente existen años para los cuales el ajuste de los cuatro modelos propuesto no es satisfactorio, por lo que se plantea la posibilidad de que factores externos a los técnicamente justificables influyeron en tarifas específicas.

IV.5.1. Ciclo electoral

Una de las variables propuestas, como determinante alternativo de las tarifas (más propiamente de los cambios en las tarifas) año con año, es el ciclo electoral. Sobre todo en los últimos años, se observa una tendencia de los gobiernos a cuidar la imagen del poder ejecutivo vía estabilidad en los precios más sensibles (de entre los servicios públicos) a la opinión pública, entre ellos las tarifas eléctricas.

Ante ello se plantean tres posibles alternativas, las cuales se representan por medio de variables dummy que toman valores de 1 cuando ocurre el evento y 0 cuando no:

- En el periodo previo a las elecciones, es de esperar que los gobiernos a través de sus representantes en la Junta Directiva del ICE, retrasen la presentación de solicitudes de aumento de tarifas, a fin de que sus efectos se retrasen hasta después de la contienda electoral. El efecto de dichas actuaciones implicarían una reducción del rédito para el desarrollo efectivo (con respecto al deseado) para dichos años.

- En el periodo de toma de posesiones, es común que los nuevos gobiernos se aboquen a realizar ajustes en impuestos, tarifas rezagadas y demás. También, si se cumple la hipótesis anterior, en este periodo se deberían concretar las alzas postpuestas desde el periodo electoral. De este modo, es de esperar que ocurra un aumento del rédito para el desarrollo (con respecto al que normalmente hubiese sido) para el año electora y de toma de posesiones.
- En el periodo postelectoral, podrían estar aún gestándose ajustes rezagados en las tarifas, de modo que se daría un fenómeno similar al esperado en el año electoral.

De este modo, al incluir la variable preelec (para el periodo pre electoral), elec (para el periodo electoral), o postelec (para indicar el periodo post electoral), si la variable es significativa, su signo (positivo o negativo) indicará el efecto del momento particular sobre la variable dependiente.

Tabla N° 6

Variabes independientes									
Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO/BT	ELEC	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	-0.03	1.37	0.028	0.9356	0.9257	0.01	-4.99	2.16

Todas las variables son significativas al 95% de nivel de confianza

Variabes independientes										
Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO	BT	ELEC	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	0.1	0.000026	-0.0000023	-0.0093*	0.7902	0.7378	0.03	-3.69	1.9

* No es significativas al 95% de nivel de confianza

Variabes independientes										
Variable dependiente	Tipo de regresión	c	DVO	DBT	ELEC	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
D(RED/BT)	MCO	0.02	0.00000059*	0.026	0.03*	0.4635	0.3172	0.03	-3.44	1.79

* No es significativas al 95% de nivel de confianza

Variabes independientes											
Variable dependiente	Tipo de regresión	c	R*A/K((R+6)/6)*G/K	D/K	ELEC	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW	
tarifa promedio	MCO	-0.77	0.44	1.04	0.03	-0.43*	0.9979	0.9972	0.38	1.19	1.48

* No es significativas al 95% de nivel de confianza

Realizadas las pruebas para las tres hipótesis planteadas, se obtiene que las variables preelec y postelec no son significativas para ningún caso. Para la variable elec, no se encuentra evidencia estadística para rechazar la hipótesis nula de que en el ciclo electoral, el año electoral afecta positivamente el rédito para el desarrollo efectivo para el primer modelo.

En el caso del primer modelo, la significancia indica que durante el año electoral el rédito para el desarrollo se incrementa en un 2,8% con respecto al nivel esperado, lo que puede significar que efectivamente durante ese año los gobiernos presionan por que se den las alzas en tarifas de forma especial. O bien, podría indicar también frenos en el nivel de gasto de operación.

Para el caso del último modelo, la variable elec sería significativa al 85% del nivel de confianza, en cuyo caso indicaría que las tarifas nominales disminuyen ¢0,43 por KWh, lo que podría significar un efecto un tanto ambiguo con respecto al primer modelo, pero no necesariamente contradictorio. En primera instancia si se considera la significancia, se podría obviar ad portas este argumento; segundo, tal y como se indica en el párrafo anterior, el aumento en el rédito para el desarrollo no depende sólo de las tarifas, también podrían estar ocurriendo cambios en los planes operativos de ICELEC, aumentos e producción o restricciones al gasto, por ejemplo; y por último, ¢0,43 por KWh no es una cifra tan importante, especialmente para los últimos años, en los que la tarifa sobrepasaba los ¢20 por KWh, sin que esto quiera decir que sea despreciable.

IV.5.2. Años específicos

Tal y como se analizó para el fallo en la consistencia de las decisiones, varios años presentan “problemas” de predicción, es decir, las estimaciones realizadas no aproximan sus valores por efectos ajenos a las variables independientes incluidas en el modelo. Dichos años son⁶: 1985-86 (2), 1987-89 (5), 1990 (6), 1993 (9), 1995 (11), 1997 (13), en los diferentes modelos. De estas las más importantes son 1990 (6), 1993 (9), 1995 (11) y 1997 (13).

⁶ El número entre paréntesis indica el número de observación en la serie de datos.

El rédito para el desarrollo tiende a subestimarse por los diferentes modelos en los casos de: en los años de 1990 y 1997, mientras se sobreestima en 1995. Por otro lado, la tarifa tiende a subestimarse para el año 1993 y sobreestimarse para 1990 y 1997.

El caso de 1990 representa una situación especial. Como se indicaba en la descripción de los datos, ese año se dio una condonación de deuda para nuestro país, de la cual se vio beneficiado el ICE, por lo que se reporta la condonación como un ingreso ajeno a la explotación. 1993 es el año a partir del cual cambia la metodología contable, separándose de la producción el sector distribución. 1995 marca el cambio en la tendencia decreciente que trae el rédito para el desarrollo desde 1985, para dar un pequeño repunte. Y finalmente, en 1997 no se observan patrones particulares que puedan incidir en el rédito para el desarrollo o las tarifas.

Tabla N° 7
Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO/BT	infl90	infl93	infl95	infl97	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	-0.02	1.26	0.07	0.008*	-0.02	0.01	0.9941	0.9912	0.006	-7.02	2.41

*No significativa al 95% de nivel de confianza

Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO	BT	infl90	infl93	infl95	infl97	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	0.1	0.0000020	0.000002	0.06	-0.01*	-0.04	0.09	0.9633	0.9389	0.016	-5.06	1.86

x No es significativas al 95% de nivel de confianza

Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	C	DVO	DBT	infl90	infl93	infl95	infl97	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
D(RED/BT)	MCO	0.006	0.000007	-0.02	0.09	0.11*	-0.007*	0.02*	0.7152	0.5016	0.03	-3.67	1.57

* No es significativas al 95% de nivel de confianza

Los resultados indican que efectivamente, se podría interpretar que las ganancias inesperadas del año 1990 significaron entre un 6% y 7% de rédito de más, mientras en 1997 el efecto parece más diluido (1% - 9%). Para el año 1995, el rédito que predicen los modelos es entre 2% y 4% mayor al que realmente ocurrió, que de hecho fue negativo.

Para el caso de la tarifa, aunque todos los años resultan significativos, no vale la pena hacer la corrección, pues aunque mejora la predicción, genera heterocedasticidad al modelo.

IV.6. ESTUDIO DE LA REGULARIDAD EN LA PRESENTACIÓN DE LOS AJUSTES TARIFARIOS

En la tabla se presenta un estudio de las solicitudes de aumento tarifario realizadas por ICELEC. Según los encargados de ARESEP, en promedio, las solicitudes de aumento tarifario tardan alrededor de 3 meses en resolverse.

De este modo, es importante considerar que el hecho de que en un año no haya habido aumento tarifario propiamente, no quiere decir que la tarifa no se haya ajustado, pues las solicitudes presentadas a partir de octubre difícilmente influirán en las finanzas del mismo año en el ICE, sino más bien en el siguiente.

Si se realiza una prueba a los diferentes modelos sobre la significancia de una variable dummy que represente los años en los que no entró en vigencia ningún aumento:

Tabla N° 8
Variables independientes

Variable dependiente	Tipo de regresión	c	VO	BT	No aumentos	R2	R2 aj	SEE	Akaike	DW
RED/BT	MCO	0.108	0.000026	-0.0000027	-0.0328*	0.8393	0.7992	0.03	-3.95	1.9

Variables significativas al 95% de nivel de confianza

* Variable significativas al 90% de nivel de confianza

Tabla N° 9
Historial de solicitudes de cambio de tarifa
por parte del ICE ante la ARESEP
1979 - 2000

	Presentado	Porcentaje de aumento solicitado	Entrada en vigencia
	Enero	32%	1979
1979	Mayo	16.70%	1979
	octubre	10%	1980
1980	octubre	36%	1981
	abril	25%	1981
1981	noviembre	101%	1982
1982	No	0%	
1983	No	0%	
1984	octubre	18%	1985
1985	No	0%	
1986	abril	16.70%	1986
1987	febrero	n.d.	1987
1988	octubre	n.d.	1988
1989	No	0%	
1990	marzo	15%	1990
1991	noviembre	4.90%	1992
1992	octubre	19.56%	1993
1993	No	0%	
1994	abril	16%	1994
1995	noviembre	10%	1996
1996	junio	12%	1996
1997	junio	6.70%	1997
	mayo	14.01%	1998
1998	octubre	15.33%	1999
1999	No	0.00%	
2000	No	0.00%	

Si se realiza la prueba de significancia de la variable no aumentos, solamente en el segundo modelo resulta significativa.

En este caso, la prueba indica que para aquellos años en que no se presentaron aumentos tarifarios, y por lo cual debió darse un rezago o pérdida de valor real de las tarifas, el rédito para el desarrollo cayó en 3,28% con respecto al nivel que pudo tener con los aumentos.

Fuente: ARESEP

V. CONCLUSIONES

El papel asignado al gobierno en el marco de la economía neoclásica es “*promover a través de su política económica, la eficiencia en el uso de los recursos productivos, lograr una distribución equitativa del ingreso y mantener la estabilidad del sistema económico*”. Una de las versiones que puede tomar éste es el de ente regulador. La función reguladora se puede manifestar en muchos ámbitos, y una de ellas, es el de regulador de las tarifas de los servicios públicos. Para el caso costarricense, esta labor se ha asignado a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), otrora Servicio Nacional de Electricidad.

Dentro del abanico de servicios regulados, se encuentra el sector energético. Este sector, de vital importancia y de una gran historia, con un papel fundamental en el desarrollo de la Costa Rica de la segunda mitad del siglo XX vio crecer a una de las empresas más grandes del país y de toda Centro América: el ICE, que es en la actualidad la principal empresa productora de energía eléctrica, transmisión de energía y distribuye aproximadamente el 40% de la energía eléctrica a nivel nacional.

Cuando el gobierno opta por intervenir en el mercado mediante mecanismos reguladores, es porque éste no puede resolver el problema de la asignación de recursos en una forma eficiente (cuando se presenta algún fallo en el sistema de mercado). Sin embargo la regulación podría conducir a la economía a una peor situación que la inicial sino se cuenta con un marco regulatorio adecuado. La regulación puede ser inefectiva, de modo que resulta en un costo que distorsiona más el ya turbio escenario. Y aún si la regulación es efectiva, se plantea la posibilidad de que la Autoridad Reguladora incurra en tres fallos de regulación comunes: de formación de incentivos, sostenibilidad o consistencia de las decisiones, o captura de intereses particulares.

En el escenario costarricense, con un ente regulador con el objetivo de tratar de equilibrar los intereses de productores y consumidores, con una empresa monopólica estatal cuyo objetivo básico es la provisión de los bienes y servicios asociados que le fueron encomendados, en el marco legal que les exige continuidad, adaptabilidad, gratuidad (servicio al costo), regularidad, uniformidad y generalidad, en un marco de igualdad general, los intereses privados a los que se

refiere la teoría de los entes reguladores de empresas privadas, no debería tener tanta relevancia, sin embargo este estudio, dados los datos disponibles, muestra lo contrario.

La metodología de cálculo tarifario mediante el método de Tasa de Retorno, como forma de cumplir con la provisión de servicios al costo presenta características interesantes, pues mezcla determinantes internos a la empresa como su stock de activos y deuda, su plan de gastos y producción, así como determinantes de mercado (externos), como la tasa de retorno, calculada mediante CAPM, lo que debería permitir al ICE tener una rentabilidad similar a la de empresas privadas similares al ICE.

Sin embargo, señales contradictorias salen a la luz pública, confundiendo el panorama y dificultando la objetividad del análisis económico. Teóricamente, el modelo debería generar un sobre inversión en la empresa, ante la imposibilidad de aumentar las tarifas vía gastos, que pueden ser mejor controlados. Si se da esta sobre inversión, las tarifas aumentan con lo que ocurre el primer fallo: formación de incentivos, pues el aumento en los precios afecta negativamente el bienestar de los consumidores. A pesar de ello, desde 1995, las tarifas de ICELEC han venido disminuyendo en términos reales, mientras la producción no cesa de aumentar. Por otro lado, a partir de 1982 se abrió una brecha grande entre clientes del servicio eléctrico que premia al sector residencial (el que utiliza más ineficientemente la electricidad) con un subsidio a costa de los sectores productivos (general e industrial), lo que representa una dificultad técnica para el manejo de la producción, pues genera la necesidad de mantener una capacidad instalada mayor, capaz de satisfacer los picos de demanda y que se desperdicia en los momentos de baja demanda.

La ecuación tarifaria no se cumple en cada periodo. Esto quiere decir que ARESEP no está siendo capaz de hacer cumplir la estabilidad financiera que le permita a ICELEC operar con los recursos que se supone le garantiza el modelo de tasa de retorno, por lo que, si efectivamente está operando al costo, no está dotado de un flujo constante de réditos que le permitan invertir en sus planes de inversión y crecimiento. Este punto es controversial, sin embargo requiere una análisis más profundo, que determine los requerimientos reales de ICELEC para sostener sus inversiones de largo plazo.

Esto se debe, entre otras posibles explicaciones a factores ajenos a los determinantes establecidos por la metodología vigente, como son los ciclos electorales, lo que ha significado aumentos en el rédito para el desarrollo del sector en promedio 2,8% superiores a los esperados cada 4 años durante la década de los 90. Otro factor que incide negativamente en la estabilidad de las finanzas del ICE, es la falta de regularidad en los periodos de presentación de aumentos tarifarios; esta irregularidad, que causa que haya años en los que las tarifas no se ajustan y su valor real caiga, con lo que para cada año en que las tarifas no se han ajustado, el rédito para el desarrollo ha sido aproximadamente un 3,28% menor al que debió ser.

La teoría predice que los agentes privados tienen interés en intentar “capturar las decisiones del regulador”. Sin embargo, cabe acá la pregunta: ¿tiene ICELEC intereses privados? Desde el punto de vista normativo, el ICE sólo debe preocuparse por satisfacer de la mejor manera posible la demanda de energía eléctrica. Si su fin son sus dueños y los dueños son los consumidores, debería interesarse únicamente por obtener los ingresos que le permitan satisfacer la demanda de largo plazo, dado el esquema de producción actual (monopolio).

Sin embargo, sobre el ICE pesan otros intereses como son los políticos, que emanan de los intereses del Poder Ejecutivo e internamente por parte de los sindicatos.

Los primeros se preocupan por la estabilidad en los precios, que no dañe la imagen del gobierno; están interesados en el superavit que les permita mejorar las estadísticas sobre déficit fiscal y recaudar a través de la venta de energía principalmente el impuesto de ventas, el ICE es el segundo más grande recaudador de impuestos para el fisco. Por otro lado, se plantea la posibilidad de que hay intereses por minar poco a poco la altísima confianza que muestran los costarricenses por la institución, con lo que sería su interés impedir sistemáticamente que los recursos necesarios para la inversión lleguen a su destino.

Los sindicatos, por su lado, pujan por aumentos salariales y mejoras en las condiciones de trabajo. Al mismo tiempo, es un secreto a voces cómo los empleados del ICE se han procurado beneficios laborales a través de convenciones colectivas, así como poder de decisión e influencias al punto de conseguir que las empresas que realizan obras por concesión para el

Instituto sean propiedad de los mismos empleados (Sociedades Autónomas Laborales o SAL), lo que aumenta los costos de operación y sobreinversión y por lo tanto aumento de tarifas.

Coyunturalmente los objetivos de largo plazo del ICE no coinciden con los de corto plazo del gobierno como son estabilidad en precios, tasas de interés, reducción del déficit fiscal, entre otros, pero la administración del estado debe procurar mantener su mirada en objetivos de largo plazo.

Es difícil encasillar estas situaciones en términos de “captura del regulador”, tercer fallo de la regulación propuesto por la teoría. Quizá cabe acá una pregunta un tanto más delicada y difícil de responder: ¿es efectiva la regulación de ARESEP para el sector Distribución de ICELEC?, o puesto en otros términos: ¿habrían sido distintas las tarifas con y sin ARESEP?

La interrogante surge a raíz de que al parecer, si bien ARESEP ha cumplido una labor fiscalizadora y no aprueba todas las solicitudes de aumento, ni las cantidades solicitadas por el Instituto, limitando con ello el gasto innecesario (indirectamente por medio del limitar los ingresos de operación), y de similar forma con la inversión, se ha visto limitada en exigir a ICELEC regularidad y disciplina en la presentación de sus ajustes tarifarios, que viéndolo desde otra perspectiva significa que ICELEC se ha “autolimitado” sus ingresos (con no presentación de ajustes) y otras veces se ha “extralimitado” (cuando rezaga ajustes); mientras ARESEP, según parece, tiene que limitarse a hacer sus cálculos, merced a situaciones coyunturales.

El tema requiere de mucho más análisis, que incorpore estudios técnicos sobre demanda futura y requerimientos de capital para inversión, además sobre la idoneidad en el aprovechamiento de los recursos. Además, es necesario fortalecer las bases de datos estadísticas y contables, que constituyen no sólo información que debe ser pública, sino que es de interés público, de modo que se facilite a investigación que promueva mejoras al sistema.

En estos sentidos, este estudio pretende ser un pequeño aporte, al reunir la información contable para el sector para los años que comprende el estudio. Sin embargo, como se recalca

a lo largo del documento, los resultados derivados de información para un periodo tan corto son aún limitados, por lo que aportes posteriores nos permitirán cada vez mejores resultados.

BIBLIOGRAFÍA

- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (2000).** Expediente ET-184-2000. ARESEP.
- Barrantes, Á (1998).** Oficio No. Oficio # 602-DEN-98. San José, 16 de setiembre de 1998.
- CARDISO (1970).** Traducción párrafos importantes del libro "Public Utility Economics". San José: Servicio Nacional de Electricidad.
- Fonseca Rojas, C. A. y Cháves Solera, L. F. (1975).** La Actividad reguladora de los servicios Públicos referida a la Energía Eléctrica y agua Potables. San José: Servicio Nacional de electricidad.
- Dranetz (1983).** Energy Survey Handbook for Electric Power Systems: understanding your electric bill and ways to reduce it. Edison N.J. : Dranetz Technologies, Inc.
- Echeverría, A. C.; Rueda, R. E. (1992)** Estudio doctrinario y legal de la concesión de la concesión de servicios públicos y su aplicación a servicios públicos de taxis. Tesis de Lic. San José, C.R. : Universidad de Costa Rica. Facultad de Derecho.
- Fromm, G. (Ed.) (1981).** Studies in Public Regulation. Massachusetts: The Massachusetts Institute of Technology.
- Herrera Durán, Xinia; y Barrantes Chaves, Álvaro (1989).** Efectos Redistributivos sobre el Ingreso Familiar de las Tarifas Diferenciales en el Servicio Eléctrico. Tesis para optar por la Licenciatura en Economía de la Universidad de Costa Rica.
- Jiménez, R. (Ed.) (2001).** La mejora regulatoria en Costa Rica. Primera edición. San José, C.R.: Academia de Centroamérica.
- Kahn, A. E. (1990).** The Economics of Regulation: Principles and Institutions. Third printing. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology.
- Lasheras, M. A. (1999).** La regulación económica de los servicios públicos. I edición. Barcelona: Editorial Ariel, S.A.
- Marín A., S.; Barrantes, Á.; Rudín, R.; Rodríguez, R. (2000).** Oficio No. 574-SJD-2000. ARESEP, San José, noviembre del 2000.
- Mitnick, B. M. (1989).** La economía política de la regulación. México, D.F.: Fondo de Cultura Económica, S.A. Traducción de: Mitnick, B. M. (1980) The Political Economy of Regulation. Nueva York: Columbia University Press.
- Morgan. G. & Engwall, L. (Eds.) (1999).** Regulation and Organizations: International perspectives. Londres: Routledge.

- Netzer, D. & Matthew P. Drennan (Eds.) (1997).** State & Local Public Finance. Massachusetts: Blackwell Publishers Inc.
- Ramírez Calderón, W. (2001)** Uso, funcionamiento y control de contadores de energía eléctrica: Disposición Técnica. San José: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- Ramsay, W. (1979).** Unpaid Costs of Electrical Energy: Health and Environmental Impacts from Coal and Nuclear Power. Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Revista del Instituto de Estudios Económicos (Nº2/1987).** Estudios económicos de la teoría de la elección social: aportes recientes. Madrid: Revista del Instituto de Estudios Económicos.
- Revista del Instituto de Estudios Económicos (Nº1/1989).** Estudios económicos: La regulación y la privatización en las economías modernas. Madrid: Revista del Instituto de Estudios Económicos.
- Rodríguez P., Martín A.; Rossi, Martín A.; Chisari, Omar. (1999).** El Costo de Capital en empresas Reguladas: incentivos y metodología. ARESEP, marzo de 1999.
- Sanabria Elizondo, R. E.; Álvarez Rosales, M. A. (1983).** El sistema de Precios de la Empresa Pública Costarricense. El caso del ICE y CEMPASA. Tesis para optar por el grado de Licenciados en Economía, San José, C.R.: Universidad de Costa Rica, Escuela de Economía.
- Schur, S. et. al. (1979).** Energy in America's Future : The Choises Before Us. Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Servicio Nacional de Electricidad (1980).** Manual sobre servicios Públicos. San José: Servicio Nacional de Electricidad.
- Stiglitz, Joseph E. (2000).** Econocis of the Public Sector. Third Ed. New York: W.W. Norton Company.
- Tribunal de Defensa de la Competencia (Ed.) (n.d.).** Remedios políticos que pueden favorecer la libre competencia en los servicios y atajar el daño causado por los monopolios. Barcelona: CEGE Creaciones Gráficas, S.A.
- Turvey, R. & Anderson, D. (Eds.) (1977).** Electricity Economics: Essays and Case Studies. Baltimore: The Johns Hopkins University Press.
- Villa de la Portilla, G. (1999).** Política Energética Nacional. En IX Seminario "Administración de la Energía en la Industria": Memoria. San José.
- Westley, G. (1992).** New directons in econoetric modeling of energy demand with aplications to Latin America. Washington, D.C.: Inter-American Development Bank.

Anexos

Anexo 1: Resumen de noticias concernientes a la fijación de tarifas

1995

El ICE solicita un aumento promedio del 25,63% para el año 1996 (21,36% ICE, en aumentos mensuales de 1,63%). Este aumento es necesario para paliar el déficit proyectado (€2 mil millones para finales de ese año) y para satisfacer la demanda de energía (parte de los €7 mil millones que generaría el incremento serían utilizados en los proyectos de Angostura, Toro, Miravalles y Tejona).

El presidente Figueres pide el retiro de la solicitud pues esta “fue unilateral y no se consultó al Consejo Económico”. Para el cálculo de la solicitud no se emplearon los parámetros económicos usados por su administración y por los organismos internacionales para el año 1996 (se utilizó una inflación esperada del 15%, no del 10% como debía, y no consideró un límite de inversión de €28 mil millones).

El ICE retira la solicitud al reconocer “errores involuntarios” en la propuesta (en su confección y envío).

El SNE aprueba, el 13 marzo de 1996, un 10% de aumento en las tarifas eléctricas. El SNE condicionó el aumento a que los ingresos obtenidos con el alza fueran usados en el campo de la energía. El incremento había sido aprobado a finales del año anterior pero fue sometido a revisión por presiones de la Defensoría de los Habitantes.

I-1997

El ICE pide un aumento del 12% para las tarifas eléctricas residenciales (entre 8% y 16% para el resto del sector). La solicitud busca un mayor equilibrio entre empresas y abonados, así como motivar más la competencia entre los sectores productivos.

La Defensoría de los Habitantes, Asociación pro Defensa de Consumidores y Usuarios, ANEP, distribuidoras de electricidad, objetaron la petición aduciendo que la propuesta debía ser anulada pues ésta había sido modificada en el transcurso de la semana por directriz del Gobierno. Según las distribuidoras independientes la solicitud promueve desigualdades y desequilibrios financieros en las empresas.

El SNE decreta un aumento del 7,5% (12% en promedio).

II- 1997

El ICE presenta una solicitud de aumento del 6,7% para su sector de distribución (9,7% para las otras distribuidoras, excepto la CNFL), junto con una de reducción del factor térmico de €1,65 a €0,58 por Kwh. El ICE vende la electricidad a distribuidores privados a un precio menor a su costo de producción (una diferencia cercana al 30%).

El Regulador rechaza el aumento en tarifas y elimina por completo el cobro del factor térmico para el segundo semestre de 1997 y el primero de 1998. La decisión se debió a que el ICE no presentó un desglose de gastos operativos y costos que sustentara el aumento y a que la institución tenía un sobrante de ¢8 284 millones que permitía la eliminación del factor térmico.

1998

Se solicita un aumento del 14% en promedio (10,9% para consumidores residenciales con consumo promedio de 200 Kwh. por mes; para el comercio, industria y algunas instituciones sociales no habría modificación o esta se reduciría). Era necesaria para equilibrar las tarifas eléctricas y mitigar un déficit proyectado de ¢12 mil millones por la, anteriormente citada, derogación de la ley del factor. En 1999 sería necesario gastar ¢13 500 millones en generación con plantas privadas y en compras de energía a generadores privados. Además, el ICE propone vender la electricidad a un mayor precio a los distribuidores privados (entre 16,94% y 26,55%), pues le están pagando por debajo de los costos en los que incurre la entidad en generación y transmisión.

Debido a que las empresas distribuidoras instaron a una revisión a fondo de lo solicitado, dado el impacto económico que representaban las tarifas en cada empresa y en los usuarios finales, el ICE dio un plazo de 3 meses para resolver la petición.

ARESEP fijó un incremento en la luz para residencias. Aquellas que son abastecidas por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), deberán pagar 15,89% de más. El paquete tarifario aprobado para el ICE incluye, adicionalmente, un aumento en las ventas que hace de energía a las distribuidoras. El regulador Fonseca explicó que una revisión exhaustiva de los costos presentados por el ICE desde noviembre pasado- lo llevó a bajar las pretensiones de aumento de esa entidad del 14 por ciento (promedio en todas las categorías de usuario) a un 7,78 por ciento.

2000

La solicitud de aumento presentada por el ICE fue de hasta un 38% de manera escalonada en 13 meses para el sector residencial, 8% en general e industria, 9% para instituciones de carácter social, 8% para pequeñas y medianas industrias y comercios. Si no se aprueban las tarifas, el ICE tendría un déficit de ¢18 mil millones al finalizar el año. Es necesario para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de generación eléctrica, realizar futuras inversiones y comprar energía a generadores privados, entre otros.

La Defensoría de las Habitantes, 4 organizaciones comunales, 6 comercializadoras de electricidad, la Cámara de Industrias consideran desproporcionada e irracional la solicitud y piden un estudio a fondo sobre el estado financiero y los gastos administrativos de la institución.

ARESEP aprobó aumentos de entre 10,4% y 33,1% (13,4% al ICE). Se justifica pues la mayoría de las tarifas eléctricas estaban subsidiadas. Además, ordenó al ICE aumentar sus

tasas de rentabilidad en generación, transmisión, distribución y alumbrado público para apoyar las inversiones necesarias para el año (las aumentó en un 5,3%, el ICE había solicitado un aumento del 3%).

2001

ARESEP fija un aumento del 36% para las tarifas eléctricas. También aumenta la rentabilidad a 7,07% en vez del 5,2% pedido por el ICE y el 5% recomendado por los técnicos de la ARESEP.

UCCAEP: aumento es un 105% mayor que el recomendado por especialistas de la ARESEP y hasta un 40% mayor al solicitado por el ICE. Los técnicos recomiendan un aumento del 15,1% (el regulador decreta un aumento del 30%), en industrias recomiendan un 11,4% más (Fonseca decreta un 21,9% más).

El Gobierno pedirá superávit al ICE de €20 mil millones (consideran que se trata de un impuesto disfrazado: las tarifas generan importantes excedentes presupuestarios al ICE que seguramente serán trasladados por vía del pago del impuesto sobre la renta y la adquisición de bonos del Gobierno).

Leonel Fonseca argumenta que las tarifas estaban rezagadas y que si el ICE no crea nuevas plantas en 2 años no habrá suficiente energía para satisfacer la demanda.

Técnicos de la ARESEP dijeron que en el cálculo de las tarifas no debe incluirse el costo del proyecto COT (una empresa construye, opera y traslada al ICE) de Peñas Blancas, que aún no es del ICE, pues trae efectos consistentemente perjudiciales para los usuarios y que la forma de contabilizarlo por el regulador contraviene resoluciones del Colegio de Contadores y normas internacionales de auditoría.

SIICE: cálculo se hizo con una estructura tarifaria que la Contraloría le había pedido corregir (pues eleva exponencialmente el monto que el ICE paga a los generadores privados)

UCCAEP: ICE compró bonos del Banco Central por €4 mil millones luego de aprobada el alza. El Banco Central reconoció esto, pero dijo que son a corto plazo, 3 a 6 meses, y los retira conforme necesita el dinero.

El Gobierno acepta una rebaja en las tarifas y pide al ICE reducir su plan de inversiones del año, ante el difícil entorno económico internacional. El ICE acepta una rebaja del 4% para los clientes del ICE (3% para el resto). Además, el Gobierno y las empresas acuerdan que el ICE no pida aumentos durante el 2002.

Fuente: Periódico La Nación (revisión de noticias entre 1995 y 2001)

Fallas en la Regulación de las tarifas eléctricas: caso ICELEC 1979-2000

Anexo Nº 2. ICELEC: Tarifas promedio anuales; Estados de Resultados; Estados de Situación y Rédito para el Desarrollo 1979-2000 -millones de colones con

	tarprom	tares	tagen	taind	ventasdse	ingtotdse	ventas	otrosing	ingtot	gprod	gdistrib	gotomyo	gadm	GOMA	gotros	gotexp	gdifexp	gfinanc	gtotales	netosfin	neto	activo fijo neto	
Corresponde a ICE sector eléctrico	1979	0.42	0.45	0.45	0.37	170.3	172.3	469.0	2.0	471.0	60.0	19.0	79.0	38.0	117.0	115.0	232.0	-6.0	87.0	313.0	245.0	158.0	
	1980	0.49	0.53	0.54	0.40	228.9	230.9	731.0	2.0	733.0	69.0	33.0	102.0	49.0	151.0	162.0	313.0	-49.0	259.0	523.0	469.0	210.0	
	1981	0.70	0.74	0.78	0.59	424.1	427.1	1147.0	3.0	1150.0	81.0	41.0	122.0	59.0	181.0	304.0	485.0	19.0	522.0	1026.0	646.0	124.0	
	1982	1.15	1.14	1.29	1.03	701.7	709.7	2718.0	8.0	2726.0	111.0	58.0	169.0	82.0	251.0	442.0	693.0	14.0	1156.0	1863.0	2019.0	863.0	
	1983	2.13	1.70	2.61	2.07	1400.8	1408.8	4335.0	8.0	4343.0	209.0	172.0	381.0	119.0	500.0	868.0	1368.0	-229.0	2982.0	4121.0	3204.0	222.0	
	1984	2.24	1.58	2.89	2.25	1669.3	1682.3	4796.0	13.0	4809.0	271.0	224.0	495.0	136.0	631.0	972.0	1603.0	-328.0	2523.0	3798.0	3534.0	1011.0	
	1985	2.54	1.87	3.21	2.55	1995.3	2009.3	5279.0	14.0	5293.0	365.0	297.0	662.0	163.0	825.0	1133.0	1958.0	-378.0	2313.0	3893.0	3713.0	1400.0	44247.00
	1986	2.71	1.97	3.55	2.62	2298.3	2313.3	5885.0	15.0	5900.0	415.0	376.0	791.0	194.0	985.0	1480.0	2465.0	-337.0	2347.0	4475.0	3772.0	1425.0	57356.64
	1987	3.13	2.16	4.03	3.21	2859.3	2911.3	6940.0	52.0	6992.0	548.0	494.0	1042.0	374.0	1416.0	1915.0	3331.0	-447.0	3804.0	6688.0	4108.0	304.0	64555.00
	1988	4.16	2.98	5.24	4.25	3836.3	3870.3	8755.0	34.0	8789.0	700.0	636.0	1336.0	427.0	1763.0	2702.0	4465.0	155.0	3227.0	7847.0	4169.0	942.0	94513.59
	1989	4.91	3.37	6.50	4.86	4715.1	4762.1	12073.0	47.0	12120.0	736.0	717.0	1453.0	463.0	1916.0	3921.0	5837.0	-316.0	3601.0	9122.0	6599.0	2998.0	136902.61
	1990	5.81	4.00	7.75	5.69	5981.6	5994.6	13986.0	13.0	13999.0	1157.0	1278.0	2435.0	596.0	3031.0	3556.0	6587.0	-6045.0	3359.0	3901.0	13457.0	10098.0	121964.00
1991	8.94	5.86	12.02	8.07	8985.6	9058.6	19281.0	73.0	19354.0	1857.0	1979.0	3836.0	862.0	4698.0	4438.0	9136.0	-1094.0	3531.0	11573.0	11312.0	7781.0	171971.00	
1992	10.27	7.25	13.65	9.91	12014.5	12125.5	24052.0	111.0	24163.0	1605.0	2229.0	3834.0	860.0	4694.0	5976.0	10670.0	-509.0	4309.0	14470.0	14002.0	9693.0	250570.26	
Corresponde a ICE Distribución	1993	12.57	9.08	16.52	12.10	15766.4	15933.4	13619.0	167.0	13786.0	0.0	3065.0	3065.0	482.0	3547.0	8361.0	11908.0	-147.0	111.0	11872.0	2025.0	1914.0	32587.00
	1994	14.76	10.90	19.26	14.13	20729.4	20934.4	16696.0	205.0	16901.0	0.0	3629.0	3629.0	571.0	4200.0	11020.0	15220.0	-1.0	181.0	15400.0	1682.0	1501.0	45291.63
	1995	18.11	13.69	23.65	16.99	26490.8	26953.8	20010.0	463.0	20473.0	0.0	4755.0	4755.0	944.0	5699.0	14802.0	20501.0	1664.0	706.0	22871.0	-1692.0	-2398.0	48174.00
	1996	19.56	14.72	24.17	19.79	29630.6	30172.6	23867.0	542.0	24409.0	0.0	5604.0	5604.0	882.0	6486.0	17469.0	23955.0	1154.0	936.0	26045.0	-700.0	-1636.0	66623.26
	1997	20.21	15.25	24.71	20.69	32672.5	33166.5	29151.0	494.0	29645.0	0.0	6177.0	6177.0	998.0	7175.0	21963.0	29138.0	476.0	503.0	30117.0	31.0	-472.0	91349.89
	1998	20.53	15.27	25.54	20.78	36637.4	37315.4	33619.0	678.0	34297.0	0.0	5290.0	5290.0	1918.2	7208.2	25782.4	32990.6	1014.2	454.0	34458.8	292.2	-161.8	59917.00
	1999	20.12	15.87	25.18	19.33	38617.1	39265.0	36530.6	647.9	37178.5	0.0	7196.9	7196.9	1645.3	8842.2	24522.9	33365.1	-158.4	1517.6	34724.3	3971.8	2454.2	68088.30
	2000	21.80	18.46	26.26	20.67	44548.5	46155.4	43534.7	1606.9	45141.6	0.0	8470.2	8470.2	1097.4	9567.6	28894.6	38462.2	749.5	884.1	40095.8	5929.9	5045.8	87825.78

* El color amarillo indica que la observación o las observaciones para un año corresponden a datos proyectados en un e

TARIFAS

- tarprom tarifa promedio
- tares tarifa residencial
- tagen tarifa general
- taind tarifa industrial

INGRESOS

- ventas ingresos de explotación (ventas de energía)
- otrosing otros ingresos de explotación
- ingtot ingresos totales

GASTOS

- gprod total producción (generación y transmisión)
- gdistrib distribución
- gotomyo total operación y mantenimiento
- gadm total gastos administrativos
- gotros otros gastos
- gotexp total gastos de explotación
- gdifexp otros ingresos o egresos diferentes de explotación
- gfinanc gastos financieros
- gtotales gastos totales (incluyendo gastos financieros)

UTILIDAD

- netosfin utilidad neta sin gastos financieros
- neto utilidad neta
- afn activo fijo neto
- dip deuda de largo plazo
- ct capital de trabajo
- Rice rédito para el desarrollo (con ingresos ICE)
- Rdse rédito para el desarrollo (con ingresos DSE)

Fuente: departamento de contabilidad ICE, DSE

IPC

- índice de precios al consumidor*
- *Fuente: Base de datos Fondo Monetario Internacional (IMF CD-ROM)

Fallas en la Regulación de las tarifas eléctricas: caso ICELEC 1979-2000

Anexo N° 3. ICELEC: Tarifas promedio anuales; Estados de Resultados; Estados de Situación y Récito para el Desarrollo 1979-2000 -millones de colones de																						
	tarprom	tares	tagen	taind	ventasdae	ingtotdae	ventas	otrosing	ingtot	gprod	gdistrib	gotomyo	gadn	GOMA	gotros	gotexp	gdifexp	gfinanc	gotales	netosfin	neto	
Corresponde a ICE sector eléctrico	1979	11.73	12.47	12.47	10.25	4716.54	4771.94	12991.69	55.40	13047.09	1662.05	526.32	2188.37	1052.63	3241.00	3185.60	6426.59	-166.20	2409.97	8670.36	6786.70	4376.73
	1980	11.50	12.44	12.68	9.39	5372.58	5419.53	17159.62	46.95	17206.57	1619.72	774.65	2394.37	1150.23	3544.60	3802.82	7347.42	-1150.23	6079.81	12277.00	11009.39	4929.58
	1981	12.04	12.67	13.36	10.10	7262.31	7313.68	19640.41	51.37	19691.78	1386.99	702.05	2089.04	1010.27	3099.32	5205.48	8304.79	325.34	8936.36	17568.49	11061.64	2123.29
	1982	10.38	10.26	11.61	9.27	6315.71	6387.71	24464.45	72.01	24536.45	999.10	522.05	1521.15	738.07	2259.23	3978.40	6237.62	126.01	10405.04	16768.68	18172.82	7767.78
	1983	14.44	11.54	17.72	14.05	9509.67	9563.99	23429.74	54.31	23484.05	1418.87	1167.68	2586.56	807.88	3394.43	5892.74	9287.17	-1554.65	20244.40	27976.92	21751.53	1507.13
	1984	13.58	9.58	17.53	13.64	10122.98	10201.81	29084.29	78.84	29163.13	1643.42	1358.40	3001.82	824.74	3826.56	5894.48	9721.04	-1989.08	15300.18	23032.14	21431.17	6130.99
	1985	13.41	9.86	16.92	13.44	10518.02	10591.82	27828.15	73.80	27901.95	1924.09	1565.63	3489.72	859.25	4348.97	5972.59	10321.56	-1992.62	12192.94	20521.88	19573.01	7380.07
	1986	12.79	9.28	16.73	12.35	10830.61	10901.30	27733.27	70.69	27803.96	1955.70	1771.91	3727.62	914.23	4641.85	6974.55	11616.40	-1588.12	11060.32	21088.60	17775.68	6715.36
	1987	12.64	8.71	16.26	12.95	11533.93	11743.69	27995.16	209.76	28204.92	2210.57	1992.74	4203.31	1508.67	5711.98	7724.89	13436.87	-1803.15	15344.90	26978.62	16571.20	1226.30
	1988	13.87	9.95	17.49	14.19	12804.72	12918.20	29222.30	113.48	29335.78	2336.45	2122.83	4459.28	1425.23	5884.51	9018.69	14903.20	517.36	10771.03	26191.59	13915.22	3144.19
	1989	14.07	9.66	18.62	13.93	13510.38	13645.05	34593.12	134.67	34727.79	2108.88	2054.44	4163.32	1326.65	5489.97	11234.96	16724.93	-905.44	10318.05	26137.54	18908.31	8590.26
	1990	13.99	9.63	18.65	13.69	14396.18	14427.47	33660.65	31.29	33691.94	2784.60	3075.81	5860.41	1434.42	7294.83	8558.36	15853.19	-14548.74	8084.24	9388.69	32387.48	24303.25
1991	16.72	10.96	22.48	15.09	16801.88	16938.38	36052.73	136.50	36189.23	3472.33	3700.45	7172.77	1611.82	8794.59	8298.43	17083.02	-2045.62	6602.47	21639.87	21151.83	14549.36	
1992	15.77	11.13	20.96	15.22	18447.02	18617.44	36929.22	170.43	37099.65	2464.30	3422.39	5886.69	1320.44	7207.12	9175.50	16382.62	-781.51	6616.00	22217.10	21498.54	14882.54	
Corresponde a ICE Distribución	1993	17.58	12.70	23.10	16.92	22050.90	22284.46	19047.55	233.57	19281.12	0.00	4286.71	4286.71	674.13	4960.84	11693.71	16654.55	-205.59	155.24	16604.20	2832.17	2676.92
	1994	18.19	13.43	23.73	17.41	25535.14	25787.67	20566.64	252.53	20819.17	0.00	4470.31	4470.31	703.38	5173.69	13574.77	18748.46	-1.23	222.96	18970.19	2071.94	1848.98
	1995	18.11	13.69	23.65	18.99	26490.80	26853.80	20010.00	463.00	20473.00	0.00	4755.00	4755.00	944.00	5693.00	14802.00	28501.00	1684.00	706.00	22871.00	-1692.00	-2398.00
	1996	16.65	12.53	20.57	16.84	25213.24	25674.44	20308.88	461.20	20770.08	0.00	4768.55	4768.55	750.51	5519.06	14864.70	20383.76	981.96	796.46	22162.19	-595.64	-1392.10
	1997	15.19	11.46	18.57	15.55	24552.88	24924.12	21906.52	371.23	22277.75	0.00	4641.92	4641.92	749.98	5391.90	16504.85	21896.75	357.71	378.00	22632.45	23.30	-354.70
	1998	13.82	10.28	17.19	13.98	24655.02	25111.27	22623.82	456.26	23080.08	0.00	3559.89	3559.89	1290.85	4850.74	17350.20	22200.94	682.50	305.52	23188.96	196.64	-108.88
	1999	12.31	9.70	15.40	11.82	23614.69	24010.88	22338.78	396.20	22734.97	0.00	4400.97	4400.97	1006.12	5407.08	14995.96	20403.05	-96.86	928.03	21234.21	2428.79	1500.76
	2000	12.01	10.17	14.47	11.39	24544.62	25429.96	23986.06	885.34	24871.40	0.00	4666.78	4666.78	604.63	5271.40	15919.89	21191.29	412.95	487.11	22091.35	3267.16	2780.06

TARIFAS

- tarprom tarifa promedio
- tares tarifa residencial
- tagen tarifa general
- taind tarifa industrial

INGRESOS

- ventas ingresos de explotación (ventas de energía)
- otrosing otros ingresos de explotación
- ingtot ingresos totales

GASTOS

- gprod total producción (generación y transmisión)
- gdistrib distribución
- gotomyo total operación y mantenimiento
- gadn total gastos administrativos
- gotros otros gastos
- gotexp total gastos de explotación
- gdifexp otros ingresos o egresos diferentes de explotación
- gfinanc gastos financieros
- gotales tastos totales (incluyendo gastos financieros)

UTILIDAD

- netosfin utilidad neta sin gastos financieros
- neto utilidad neta

- afn activo fijo neto
- dip deuda de largo plazo
- ct capital de trabajo

- Rice rédito para el desarrollo (con ingresos ICE)
- Rdse rédito para el desarrollo (con ingresos DSE)

Fuente: departamento de contabilidad ICE, DSE

Anexo N° 4. ICELEC: Estados de Resultados: Desglose de Otros Gastos 1979-2000 -millones de colones corrientes-

		Incremento en Tipo de cambio	Amortización de cargos diferidos	Provisión por cuentas de incobrables	Impuestos (Canon eléctrico)	Institucionales	Seguros	Depreciación	Compras energía	Pago Peaje	Otros
Corresponde a ICE sector eléctrico	1979	0.0	1	1	2	40	5	66	0	0	0
	1980	0.0	0	0	3	48	3	108	0	0	0
	1981	47	2	0	3	57	8	187	0	0	0
	1982	66.0	3.0	2.0	3.0	79.0	11.0	278.0	0.0	0.0	0
	1983	0.0	1.0	4.0	2.0	167.0	3.0	677.0	14.0	0.0	0
	1984	0.0	0.0	0.0	4.0	182.0	4.0	769.0	13.0	0.0	0
	1985	0.0	0.0	0.0	4.0	224.0	5.0	898.0	2.0	0.0	0
	1986	0.0	2.0	6.0	13.0	268.0	9.0	1074.0	108.0	0.0	0
	1987	0.0	0.0	0.0	13.0	365.0	11.0	1255.0	271.0	0.0	0
	1988	0.0	0.0	20.0	16.0	390.0	15.0	1699.0	445.0	0.0	0
	1989	0.0	0.0	25.0	16.0	454.0	18.0	2072.0	555.0	0.0	0
	1990	0.0	0.0	0.0	23.0	1092.0	11.0	2430.0	0.0	0.0	0
1991	0.0	0.0	0.0	52.0	1195.0	96.0	3095.0	0.0	0.0	0	
1992	0.0	0.0	127.0	54.0	1481.0	111.0	4203.0	0.0	0.0	0	
Corresponde a ICE Distribucion	1993	0.0	0.0	0.0	72.0	377.0	0.0	719.0	7193.0	0.0	0
	1994	0.0	0.0	35.0	92.0	1479.0	51.0	776.0	8587.0	0.0	0
	1995	0.0	0.0	0.0	117.0	742.0	0.0	988.0	12955.0	0.0	0
	1996	0.0	0.0	84.0	127.0	651.0	0.0	1108.0	15411.0	0.0	0
	1997	0.0	0.0	0.0	97.0	1389.0	0.0	1604.0	16023.0	2850.0	0
	1998	0.0	0.0	0.0	67.0	1323.0	3.5	2125.3	18724.0	3397.0	2
	1999	0.0	0.0	0.0	0.0	876.2	0.0	2091.7	17779.0	3641.5	0
	2000	0.0	0.0	0.0	72.8	516.6	0.0	2785.4	20063.5	5267.5	0

Fuente: Elaboración propia, datos de ICELEC y DSE

Anexo Nº 5. ICELEC: Estados de Resultados: Desglose de Otros Gastos 1979-2000 -millones de colones de 1995-

		Incremento en Tipo de cambio	Amortización de cargos diferidos	Provisión por cuentas de incobrables	Impuestos (Canon eléctrico)	Institucionales	Seguros	Depreciación	Compras energía	Pago Paje	Otros
Corresponde a ICE sector eléctrico	1979	0.0	27.7	27.7	55.4	1108.0	138.5	1828.3	0.0	0.0	0.0
	1980	0.0	0.0	0.0	70.4	1126.8	70.4	2535.2	0.0	0.0	0.0
	1981	804.8	34.2	0.0	51.4	976.0	137.0	3202.1	0.0	0.0	0.0
	1982	594.1	27.0	18.0	27.0	711.1	99.0	2502.3	0.0	0.0	0.0
	1983	0.0	6.8	27.2	13.6	1133.7	20.4	4596.1	95.0	0.0	0.0
	1984	0.0	0.0	0.0	24.3	1103.7	24.3	4663.4	78.8	0.0	0.0
	1985	0.0	0.0	0.0	21.1	1180.8	26.4	4733.8	10.5	0.0	0.0
	1986	0.0	9.4	28.3	61.3	1263.0	42.4	5061.3	509.0	0.0	0.0
	1987	0.0	0.0	0.0	52.4	1472.4	44.4	5062.5	1093.2	0.0	0.0
	1988	0.0	0.0	66.8	53.4	1301.7	50.1	5670.9	1485.3	0.0	0.0
	1989	0.0	0.0	71.6	45.8	1300.9	51.6	5937.0	1590.3	0.0	0.0
	1990	0.0	0.0	0.0	55.4	2628.2	26.5	5848.4	0.0	0.0	0.0
1991	0.0	0.0	0.0	97.2	2234.5	179.5	5787.2	0.0	0.0	0.0	
1992	0.0	0.0	195.0	82.9	2273.9	170.4	6453.2	0.0	0.0	0.0	
Corresponde a ICE Distribucion	1993	0.0	0.0	0.0	100.7	527.3	0.0	1005.6	10060.1	0.0	0.0
	1994	0.0	0.0	43.1	113.3	1821.9	62.8	955.9	10577.7	0.0	0.0
	1995	0.0	0.0	0.0	117.0	742.0	0.0	988.0	12955.0	0.0	0.0
	1996	0.0	0.0	71.5	108.1	553.9	0.0	942.8	13113.5	0.0	0.0
	1997	0.0	0.0	0.0	72.9	1043.8	0.0	1205.4	12041.0	2141.7	0.0
	1998	0.0	0.0	0.0	45.1	890.3	2.4	1430.2	12600.3	2286.0	1.3
	1999	0.0	0.0	0.0	0.0	535.8	0.0	1279.1	10872.0	2226.8	0.0
	2000	0.0	0.0	0.0	40.1	284.6	0.0	1534.7	11054.3	2902.2	0.0

Fuente: Elaboración propia, datos de ICELEC y DSE.

Anexo N° 6

**COSTA RICA: INVERSION ENERGETICA PUBLICA POR EMPRESA
SEGUN AÑO. VALORES ABSOLUTOS Y RELATIVOS
SERIE: 1979-2000
(En millones de colones de 1995)**

AÑO	E M P R E S A							
	ENERGETICA PUBLICA		RECOPE		ICE		OTRAS EMPR.ELECT.	
	Absolutos	Relativos	Absolutos	Relativos	Absolutos	Relativos	Absolutos	Relativos
1979	18371.2	100.0	265.9	1.4	16470.9	89.7	1634.3	8.9
1980	17556.3	100.0	183.1	1.0	15208.9	86.6	2164.3	12.3
1981	23589.0	100.0	1481.2	6.3	20364.7	86.3	1743.2	7.4
1982	27018.9	100.0	5933.4	22.0	19553.6	72.4	1532.0	5.7
1983	16754.2	100.0	1970.8	11.8	13530.9	80.8	1252.5	7.5
1984	23060.0	100.0	6397.8	27.7	15339.6	66.5	1322.6	5.7
1985	22337.4	100.0	7030.6	31.5	14048.5	62.9	1258.3	5.6
1986	24594.3	100.0	5063.6	20.6	17668.2	71.8	1862.4	7.6
1987	15654.7	100.0	2448.2	15.6	10133.1	64.7	3073.4	19.6
1988	16610.8	100.0	1973.6	11.9	11009.7	66.3	3627.5	21.8
1989	15140.5	100.0	1836.7	12.1	8664.8	57.2	4639.0	30.6
1990	21487.4	100.0	1618.3	7.5	15425.3	71.8	4443.8	20.7
1991	33536.3	100.0	3998.5	11.9	24046.0	71.7	5491.8	16.4
1992	32144.7	100.0	1157.7	3.6	27834.8	86.6	3152.3	9.8
1993	37885.2	100.0	4447.8	11.7	27856.8	73.5	5580.6	14.7
1994	38982.5	100.0	2607.4	6.7	30405.3	78.0	5969.8	15.3
1995	43395.0	100.0	1395.3	3.2	36136.0	83.3	5863.7	13.5
1996	32853.3	100.0	3319.2	10.1	25616.1	78.0	3918.1	11.9
1997	30132.1	100.0	3536.9	11.7	22986.4	76.3	3608.9	12.0
1998	34303.6	100.0	5851.7	17.1	25152.4	73.3	3299.6	9.6
1999	37695.1	100.0	2825.0	7.5	31627.9	83.9	3242.3	8.6
2000	30770.8	100.0	2800.1	9.1	25311.6	82.3	2659.1	8.6

NOTAS:

- La inversión en RECOPE incluye la inversión en construcción, maquinaria y equipo en actividades industriales y comerciales.
- La inversión en ICE y resto de empresas eléctricas (CNFL, JASEC y ESPH) incluye la inversión en construcción, maquinaria y equipo.
- 1997,1998,1999 es estimado en "otras empr.elect."
- 2000 es estimado en todas las columnas excepto ICELEC y RECOPE

FUENTE: DSE: Elaboración propia según datos de: Sección de Cuentas Nacionales, Banco Central de Costa Rica, SIEN, ICELEC