Las tarifas de los servicios públicos (El caso de la energía eléctrica)

Guillermo Perry

I. Introducción

El debate público reciente sobre las tarifas de los servicios públicos señala el alcance social y político de la fijación gubernamental de estos precios. ¿Son o no excesivas las tarifas? Es adecuada su estructura, tanto desde un punto de vista técnico como de equidad? ¿Cómo se debe financiar la expansión de la prestación de los servicios públicos? Estos son apenas algunos de los interrogantes que suscita el tema. Este informe se propone ilustrar los aspectos conceptuales y empíricos a tener en cuenta para resolverlos, haciendo referencia especial al caso de las tarifas de la energía eléctrica.

Las ciencias económicas han demostrado la incidencia que tienen los precios en las decisiones de consumo de los usuarios de los productos o servicios respectivos y, en consecuencia, en la asignación de recursos escasos en la economía para la producción de unos u otros bienes y servicios. En el caso colombiano se ha estimado que un cambio del 10% en la tarifa de energía eléctrica modifica en un 2% a 3% el consumo residencial del fluido y entre un 0.7% y un 4.6% el de diferentes sectores industriales[1].

A su vez, la teoría económica neoclásica ha probado que, bajo ciertos supuestos, los precios deben ser equivalentes al costo marginal o incremental[2] de producir el bien o servicio respectivo para que se genere una asignación de recursos en la economía que maximice el bienestar colectivo. La aplicación concreta de este principio teórico al caso de las tarifas de servicios públicos no deja de presentar algunas dificultades que se intentan dilucidar en la segunda sección de este ensayo, en donde se ilustran con cálculos recientes para el servicio de energía eléctrica en Colombia.

Una de las inquietudes que surge al respecto es la de si la fijación de tarifas equivalentes al costo incremental de suministro resultaría en una situación financiera deficitaria o superavitaria para las empresas de servicios públicos y las alternativas de acción en uno u otro caso. Este aspecto del problema debe enmarcarse en una conside-

1 Mejía, Millán y Perry, Ltda.; ***Estudio Nacional de Energía***, Departamento Nacional de Planeación, julio de 1982.

2 Por costo incremental entendemos acá los costos marginales de largo plazo, como los define dicha teoría económica.

ración más general sobre la forma como debe financiarse la expansión y prestación de los servicios públicos en una economía como la colombiana. Tales temas son materia de la tercera sección de este trabajo.

La mayor debilidad teórica del principio de tarificación a costos incrementales radica en que desconoce los problemas asociados con la existencia de una distribución muy desigual del ingreso, como la que impera en nuestro país. Cómo se debe modificar tal criterio a la luz de esta consideración, constituye el tema de la cuarta sección.

En la quinta sección se discute un tema que tiene gran importancia en el caso concreto de las tarifas de la energía eléctrica: el de las disparidades regionales y las propuestas de unificación de la estructura tarifaria en todo el territorio nacional, así como algunos problemas coyunturales de la política propuesta.

Con este bagaje, en la sexta sección se aborda la discusión del proyecto de ley No. 100 de 1982 "por medio del cual se organiza, regula y fiscaliza la prestación de los servicios públicos" que hace trámite en el Congreso de la República. Finalmente, la séptima sección resume una propuesta de política tarifaria que se desarrolla a lo largo del trabajo y que concilia las consideraciones hechas sobre costos y asignación eficiente de recursos, financiación de la expansión de los servicios y distribución de ingresos entre los usuarios.

II. Las tarifas y la asignación de recursos en la economía

A. El costo incremental de la provisión del servicio

Un argumento simple permite comprender por qué la teoría económica propone cobrar una tarifa igual al costo incremental de provisión del servicio. Si aquella fuera inferior a éste habrá usuarios que utilizan cantidades adicionales de energía en usos que les reportan menores beneficios (monetarios) que el costo que tiene para la economía el producirla, lo cual constituiría un desperdicio de recursos. Si, por el contrario, la tarifa fuese superior a ese costo habrá usuarios que dejan de utilizar ciertas cantidades de energía en usos que les reportarían beneficios (monetarios) mayores que el costo en que incurriría la economía en producirla, con lo cual se estarían desaprovechando oportunidades rentables de producción. Nótese que este argumento se aplica claramente al caso en que se utiliza la energía para usos productivos; en lo que se refiere a los consumidores residenciales debe suponerse que su "disponibilidad a pagar" por la energía mide la conveniencia social de suministrarla. Tal supuesto es razonable para familias que poseen un nivel de ingresos aceptable; para aquellas de ingresos bajos no lo es y el criterio de tarifas iguales a costos incrementales conduciría a niveles socialmente muy bajos de consumo. Esta consideración es la que conduce a estructuras diferenciales de tarifas para los consumidores residenciales, lo que es especialmente importante en servicios básicos como el de suministro de agua potalbe (Sección IV).

Por tanto, se considera que, en principio, este criterio es el apropiado para fijar las tarifas a los agentes económicos productivos (industria, agricultura, comercio, sector público) y a los usuarios residenciales de ingresos medios y altos. Pero, ¿cómo se mide el costo incremental?

En primer lugar, ciertos costos, como los de las conexiones domiciliarias, el mantenimiento de las redes y los asociados con la medición del consumo, la facturación y el cobro, ***no dependen del nivel efectivo del consumo***, sino simplemente del hecho de tener acceso al servicio y, quizás, del consu-

mo máximo que determina, v.gr., el tamaño de los transformadores a ser instalados. En rigor, tales costos deben conducir al cobro de cargos de conexión y de cargos fijos mensuales, independientes del nivel de consumo efectivo. Sin embargo, las consideraciones distribucionales a que se ha hecho referencia pueden sugerir la conveniencia de incorporarlos en el cálculo de la estructura tarifaria por niveles de consumo o de ingreso (véase Sección IV).

En segundo lugar, los costos en que se debe incurrir para suministrar la energía requerida dependen no solamente del consumo máximo o mensual promedio de un usuario, sino de su distribución durante las horas del día y los meses del año. En efecto, existen horas del día en que el consumo total tiene su máximo diario y el sistema de generación, transmisión y distribución debe diseñarse con una capacidad suficiente para atender las demandas en estas denominadas "horas pico", así permanezca subutilizado el resto del día. Así mismo, el consumo en los meses más secos del año exige mayores inversiones en embalses reguladores para las plantas hidroeléctricas de lo que sería necesario si el consumo se concentrara en los meses de mayores caudales de los ríos.

Estas consideraciones han conducido a que en varios países se cobren tarifas diferenciales según las horas del día y los meses del año. No obstante, la aplicación del criterio de costos incrementales al diseño de este tipo de tarifas diferenciales, de acuerdo con el momento del consumo resulta complejo y la instalación de medidores apropiados representa un costo y una molestia considerable, por lo cual muchos países aún no han adoptado este tipo de esquemas tarifarios. Tal es el caso en nuestro país donde solamente se separan, para las industrias mayores, los costos de ***energía***, según el nivel de consumo, y de ***potencia*** (o capacidad) según el consumo máximo[3].

Sin tener en cuenta estas dificultades, concentremos la atención en el cálculo del costo incremental "promedio" como base de la fijación de las tarifas básicas por unidad de consumo efectivo. Para la energía consumida en un año dado ese costo se compone de:

1. Costos de combustible de las plantas térmicas por Kw-hora consumido.

2. Otros costos variables de operación del sistema; por Kw-hora consumido.

3. Los costos de inversión en plantas generadores y en sistemas de transmisión y distribución que hubo de hacer en los años anteriores para poder atender los incrementos en demanda que se preveían para el año en curso.

Por supuesto que la dificultad estriba en el cálculo del grupo (3) de costos. A este propósito conviene mencionar lo inapropiado de los métodos tradicionalmente auspiciados por el Banco Mundial y por el BID, que consisten en determinar costos ***medios*** de la inversión histórica mediante el uso de índices arbitrarios de reavalúo del valor de los activos, de sistemas contables de depreciación igualmente arbitrarios desde un punto de vista económico y de una tasa de rentabilidad del capital que no se compadece con la naturaleza de servicio público de la energía eléctrica.

B. Estimativos para Colombia

En el país se han llevado a cabo recientemente dos estimativos mediante métodos más correctos, por parte del Estudio Nacional de Energía[4] (en adelante denominado

[3] En el caso de las ventas en bloque entre empresas se cobran tarifas diferenciales según el período del año.

[4] Mejía, Millán y Perry Ltda.; ***Estudio Nacional de Energía***, Departamento Nacional de Planeación, julio de 1982.

ENE) y de ISA[5]. En ambos casos se partió de una proyección de demanda[6] y de la determinación de aquella secuencia de expansión que minimiza el valor presente de los costos de inversión y operación del sistema de generación que permitiría atenderla (tanto en lo que hace a la cantidad de energía demandada como a la potencia requerida).

En el caso del ENE se varió paramétricamente la demanda, alrededor de esta solución, para obtener las curvas de costos de corto plazo que se presentan en la Gráfica 1; cada curva individual corresponde a la configuración del sistema en un momento dado de tiempo. La envolvente de esas curvas constituye la función de costos de largo plazo, por cuanto incorpora los aumentos en capacidad del sistema. La pendiente de esa curva mide los costos marginales de largo plazo, o costos incrementales como aquí se han denominado, cuyos valores se indican en la parte inferior de la gráfica. Es importante observar que los valores resultantes del orden de 2.7¢ de dólares de diciembre de 1970 por Kw-hr facturado ($2,50 de diciembre de 1982) para la expansión de la capacidad en estos primeros años del período de planeación, se reducen a 2.4 hacia 1995 ($2,20 de diciembre de 1982) y se mantienen a ese nivel hasta los primeros años del siglo entrante, gracias a la entrada en operación de proyectos hidroeléctricos grandes con bajos costos unitarios. Por esa razón el ENE parte de esta última cifra, a la cual se le adiciona un estimativo de un centavo de dólar de 1979 por Kw-hr facturado, ($0,90 de diciembre de 1982) como costo incremental promedio de transmisión y distribución en el país según estimativos efectuados en 1981 por ISA y el Banco Mundial, y uno de 0.5 centavos de dólar de 1979 ($0,45 de diciembre de 1982) por costos generales —administración, mantenimiento— según el promedio histórico. Resulta así un costo incremental total de cerca de 4 centavos de dólar de 1979, equivalente a $3,55 de diciembre de 1982.

El Estudio de ISA calcula el valor presente de todos los costos asociados con los nuevos proyectos a ejecutar durante un período más corto, de 10 años, y los divide por el valor presente de las demandas adicionales que permitirán cubrir en ese período. Este constituye, en principio, un procedimiento metodológico menos correcto que el utilizado en el Estudio Nacional de Energía para el estimativo de los costos incrementales de generación de energía eléctrica.

No obstante, los estimativos del estudio de ISA sobreestiman considerablemente el costo incremental de generación. Otra aplicación de este mismo procedimiento, llevada a cabo en otro estudio de 1981[7], arrojando un valor para el costo incremental de generación muy similar al obtenido por el ENE. En consecuencia, en lo que sigue adoptaremos este valor del costo incremental de generación.

No obstante, la información utilizada en el estudio de ISA para los costos de operación, mantenimiento, transmisión y distribución, es más detallado y preciso que la correspondiente del ENE, aún cuando el tratamiento del costo de inversión en los sistemas de transmisión y distribución adolece de las mismas fallas señaladas atrás en cuanto al cálculo del costo incremental de generación. Por tanto, en el presente trabajo se adoptan estos últimos con algunas pequeñas correcciones. Los resultados se presentan en el Cuadro 1 y arrojan un valor

---

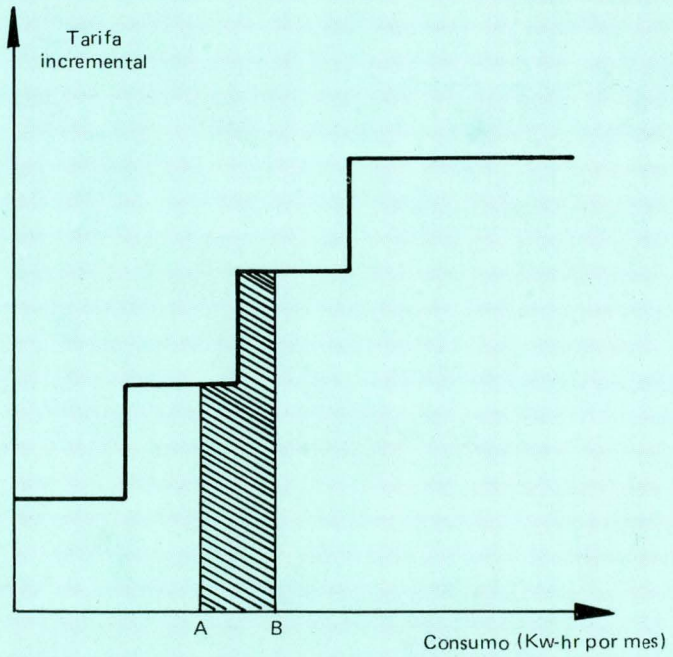
5 Interconexión Eléctrica S.A.; ***Estudios sobre la unificación de las tarifas de energía eléctrica***, mimeo, agosto de 1983.

6 Véase en el literal D una discusión respecto de los problemas asociados con estas proyecciones.

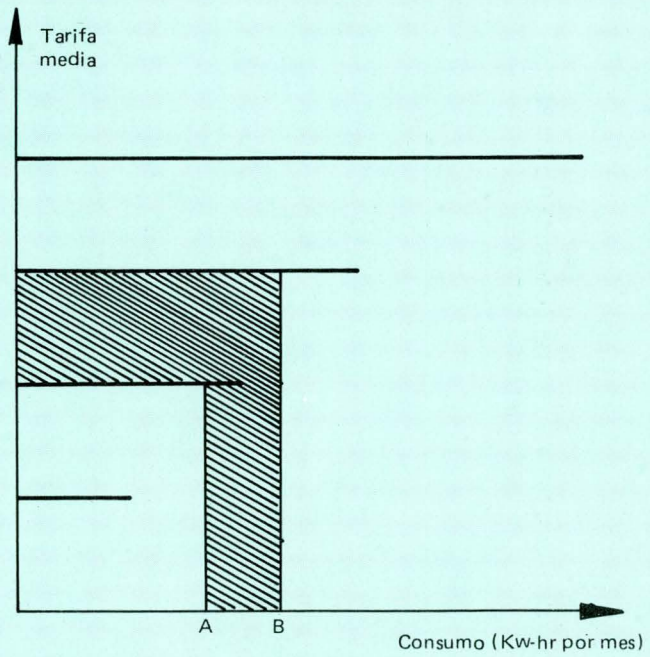
7 Mejía, Millán y Perry, Ltda.; ***Asignación de los costos de obras de uso común del proyecto Chingaza***, julio de 1981.

GRAFICA 1

EFECTO DE UN AUMENTO EN CONSUMO SOBRE EL VALOR DE LA FACTURACION BAJO DOS ESQUEMAS TARIFARIOS



Caso 1: Tarifa incremental creciente (vigente hasta 1981).



Caso 2: Tarifa media creciente (vigente desde 1981).

Nota: El área sombreada mide el aumento en el valor de la factura como consecuencia de un aumento en el consumo de A a B bajo los dos esquemas.

CUADRO 1

COSTOS INCREMENTALES DE SUMINISTRO EN PESOS DE DICIEMBRE DE 1982

		Acumulado
De Generación (ENE)	$ 2,20 - 2,50	
Más transmisión (ISA, corregido)	$ 0,50	$ 2,70 - 3,00
Más subtransmisión (ISA, corregido)	$ 0,40	$ 3,10 - 3,40
Más distribución primaria (ISA, corregido)	$ 0,70	$ 3,80 - 4,10
Más distribución secundaria (ISA, corregido)	$ 0,70	$ 4,50 - 4,80

CUADRO 2

TARIFAS REALES DE ENERGIA ELECTRICA

(Centavos de dólar de 1979 por kw-hr)

Período	Norte	Noroeste	Suroeste	Centro	Total
1964	4.55	2.38	3.06	3.09	3.00
1965	4.04	2.39	2.75	3.07	2.90
1966	4.08	2.16	2.53	2.71	2.63
1967	4.03	1.97	2.55	2.55	2.52
1968	4.13	1.97	2.53	2.47	2.49
1969	4.27	2.03	2.58	2.39	2.50
1970	4.26	1.97	2.57	2.32	2.45
1971	4.01	1.93	2.64	2.34	2.44
1972	3.42	1.83	2.37	2.10	2.22
1973	2.75	1.77	2.09	2.04	2.04
1974	2.88	1.87	2.01	1.98	2.01
1975	2.47	2.21	1.99	1.80	2.03
1976	2.63	2.18	1.84	1.85	2.03
1977	2.45	2.12	2.07	1.67	1.97
1978	2.48	2.29	2.33	2.01	2.21

Fuente: Estudio Nacional de Energía, Mejía Millán y Perry Ltda.

CUADRO 3

TARIFA PROMEDIO HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO POR EMPRESAS

(Pesos de 1982/Kw-hr)

Entidad	1973[1]	1976[1]	1979[1]	1982[2]	Variación (%) 1976/73	1979/76	1982/79
Electrificadora de Antioquia	–	2.02	2.12	1.71	–	5.0	–19.3
Electrificadora del Atlántico	2.70	2.66	2.67	4.30	– 1.5	0.4	61.0
EEEB	2.07	1.54	2.10	3.78	–25.6	36.4	80.0
Electrificadora de Bolívar	2.84	2.67	3.33	3.99	– 6.0	24.7	19.8
Electrificadora de Boyacá	2.19	1.28	1.87	2.98	–41.6	46.1	59.4
CHEC	1.59	1.34	1.61	2.59	–15.7	20.1	60.9
Electrificadora del Caquetá	–	–	2.04	3.81	–	–	86.8
Centrales Eléctricas del Cauca	1.72	1.25*	2.08	2.50	–27.3	66.4	20.2
C.V.C.	–	1.54	1.83	3.69	–	18.8	101.6
Electrificadora del Cesar	4.49	3.83**	3.91	4.55	–14.7	2.1	16.4
Electrificadora de Córdoba	2.54	1.85	2.70	4.31	–27.2	45.9	59.6
Electrificadora de Cundinamarca	2.36	1.56	2.30	3.49	–33.9	47.4	51.7
Electrificadora del Chocó	–	1.72	2.43	3.22	–	41.3	32.5
Electrificadora de la Guajira	4.69**	–	3.39	4.77	–	–	40.7
Electrificadora del Huila	2.28	1.69	2.68	4.80	–25.9	58.6	79.1

Continúa

Continuación Cuadro 3

TARIFA PROMEDIO HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO POR EMPRESAS

(Pesos de 1982/Kw-hr)

Entidad	1973[1]	1976[1]	1979[1]	1982[2]	Variación (%) 1976/73	1979/76	1982/79
Electrificadora del Magdalena	3.70	3.28	3.42	4.27	−11.4	4.3	24.9
E.P.M.	1.32*	1.41	1.60*	2.05	6.8	13.5	28.1
Centrales Eléctricas de Nariño	1.76	1.73	2.04	2.40	− 1.7	17.9	17.6
Centrales Eléctricas de N. de Santander	2.71	2.34	3.00	3.72	−13.7	28.2	24.0
Electrificadora de Santander	2.67	1.76	2.18	3.12	−34.1	23.9	43.1
Electrificadora de San Andrés y Providencia	—	3.49	4.65**	5.33**	—	33.2	14.6
Electrificadora de Sucre	3.55	2.38	3.27	3.94	−33.0	37.4	20.5
Electrificadora del Tolima	2.21	1.37	1.75	2.76	−38.0	27.7	57.7

Fuente:

1 Mejía, Millán y Perry Ltda., Financiamiento del Sector Eléctrico, preparado para la Misión de Finanzas Intergubernamentales, octubre de 1980.

2 ISA.

* Tarifa más baja.

** Tarifa más alta.

total para los costos incrementales del suministro del servicio entre $4,50 y $4,80 de diciembre de 1982.

El Cuadro 2 muestra la evolución de la tarifa promedio histórica (en términos reales) en las distintas regiones del país entre 1964 y 1978 y el Cuadro 3 lo hace para las empresas de energía eléctrica entre 1973 y 1982. Como puede verse, las tarifas promedios al consumidor disminuyeron en términos reales en forma importante desde por lo menos 1964 hasta el año de 1977 y, a partir de 1978 volvieron a incrementarse para llegar a finales de 1982 a un promedio nacional de $3,17, equivalente aproximadamente al 70% del costo incremental. No obstante, los niveles de tarifas promedios varían en forma importante por electrificadoras, siendo en particular más altas las de la Costa Atlántica cuya expansión histórica se basó en plantas termoeléctricas cuyos costos de generación por Kw-hr muy superiores a los de las hidroeléctricas desarrolladas en el interior (ver Sección V).

El Cuadro 4 muestra la estructura de las tarifas promedios para cada electrificadora por sectores a diciembre de 1982. Se observa, que en el promedio nacional la tarifa promedio del sector comercio asciende a los $5,30 mientras la industrial equivale a $4,00, la oficial a $3,21 y las tarifas promedio del sector residencial a $2,54. La tarifa promedio al sector comercio en el país se encontraba a diciembre de 1982 por encima del costo incremental promedio. En el caso del sector industrial era equivalente al costo incremental hasta el nivel de distribución primaria, que es el relevante para los mayores consumos industriales. Para el sector residencial el promedio nacional no llegaba al 56% del costo incremental respectivo; pero al tener en cuenta la estructura por niveles de consumo, se observa que el correspondiente a los consumos más altos en varias regiones del país supera este último valor. (Véase el Cuadro 5.)

C. Problemas prácticos vinculados con el cálculo de los costos incrementales como base de las tarifas promedios

Aparte de la discusión presentada arriba sobre los problemas relacionados con la distribución del ingreso, los cálculos de costos incrementales presentan unos problemas empíricos de importancia. Los principales se relacionan con los estimativos de demanda en que se basa el análisis de la expansión del sistema y con los márgenes de seguridad o confiabilidad establecidos para el suministro del servicio.

Con respecto al primero de estos problemas es importante hacer dos comentarios. En primer lugar, hasta el año pasado las proyecciones de demanda en que fundamentaba ISA su programación de la expansión del sistema se basaba en simples extrapolaciones de las tendencias históricas recientes. En 1981 y 1982 se llevaron a cabo, por primera vez, estimativos econométricos de modelos de demanda por la energía eléctrica, que tenían en cuenta el comportamiento del consumo en relación con las principales variables macroeconómicas que determinan, a saber: las tendencias demográficas, de los ingresos familiares, de la cobertura del servicio, de la producción de los diferentes sectores productivos usuarios de energía, de las tarifas y de los precios de los energéticos sustitutos. Estos estudios, llevados a cabo simultáneamente por el ENE e ISA, demostraron que el método simple de proyecciones que se venía utilizando conducía a una considerable sobreestimación de la tasa de crecimiento de las demandas totales de energía eléctrica. Ello en razón, precisamente, de que el comportamiento de las variables económicas y técnicas que determina el nivel de demanda previsible para el futuro será mucho menos dinámico que en el pasado reciente. Así, por ejemplo, el crecimiento poblacional será sustancialmente menor, al

CUADRO 4

TARIFAS PROMEDIO A DICIEMBRE 82 POR SECTORES DE CONSUMO

(Pesos/Kw-hr)

	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Al. público	Bloque	Total
Antioquia	1.36	3.58	2.61	2.10	2.10	1.60	1.71
Boyacá	2.77	4.31	3.92	2.64	2.64	2.09	2.98
CHEC	2.70	5.00	4.15	2.97	2.87	1.92	2.59
Cauca	2.30	3.35	2.65	2.22	2.22	–	2.50
Caquetá	3.37	3.51	3.41	3.13	3.13	–	3.81
Cundinamarca	2.56	4.38	3.56	2.65	2.65	1.66	3.49
Chocó	3.11	4.05	3.58	3.65	3.65	–	3.22
Huila	4.02	5.04	4.64	3.47	3.47	–	4.80
Meta	3.08	3.06	4.11	2.65	2.65	–	3.33
Nariño	2.12	3.74	3.47	3.02	3.02	–	2.40
N. Santander	3.34	4.51	4.10	2.85	2.85	–	3.72
Santander	3.14	4.41	3.56	1.79	1.79	–	3.12
Tolima	2.29	3.95	4.48	2.60	2.60	–	2.76
Atlántico	3.62	4.93	5.37	3.84	3.84	2.21	4.30
Bolívar	3.79	5.17	5.63	3.84	3.84	–	3.99
Magdalena	3.73	5.59	4.56	4.56	4.56	–	4.27
Córdoba	3.83	5.59	4.55	4.71	4.71	–	4.31
Sucre	3.35	5.59	4.56	4.72	4.72	–	3.94
Cesar	4.18	5.69	4.80	5.29	5.29	–	4.55
Guajira	4.45	5.83	4.52	5.10	5.10	–	4.77
San Andrés	4.17	6.46	6.25	5.91	5.35	–	5.33
EPM	1.60	4.33	3.07	2.15	–	0.80	2.05
CVC	3.16	4.26	3.93	2.46	–	2.24	3.69
EMCALI	2.50	5.29	4.16	3.25	–	2.85	3.09
EEEB	2.35	7.03	4.75	3.32	2.53	1.81	3.78
Nacional	2.54	5.30	4.09	3.21	2.65	1.23	3.17

Fuente: ISA.

igual que el crecimiento de los sectores productivos y de los ingresos familiares. Además, los incrementos de cobertura en el sector residencial urbano no pueden ser tan altos como en el pasado, por cuanto en muchas ciudades han llegado ya cerca al 90%. De otra parte, cabe esperar que las tarifas reales crezcan más de lo que lo hicieron en la década de los setenta especialmente si se procura que las tarifas promedios se equiparen a los costos incrementales.

Aún hoy el estimativo de demanda que utiliza ISA excede al de las previsiones de estos modelos, lo cual conduce a obtener cifras de costos incrementales algo superiores a las que se calcularían con una expansión más ajustada del sistema y, quizá más

CUADRO 5

IMPLIFICACIONES FINANCIERAS DE IGUALAR LA TARIFA MEDIA AL COSTO INCREMENTAL DE SUMINISTRO

	Según el ENE	Según ISA
	Superávit (déficit) en millones de pesos de 1979	Superávit (como % de los ingresos por ventas de energía)
1982	(4.642)	n.a.
1983	n.a.	25 %
1984	n.a.	25 %
1985	1.844	35 %
1986	n.a.	34 %
1987	n.a.	38 %
1990	2.308	n.a.
2000	11.517	n.a.

importante aún, a que las necesidades de recursos financieros superen ampliamente las que constituirían unos requisitos mínimos (véase la Sección III).

Un segundo problema que tiene que ver con las proyecciones de la demanda es el de que, en rigor, la solución de la expansión y operación óptima del sistema, de los cálculos de los costos incrementales y de la fijación de los niveles de tarifas, deben obtenerse en forma simultánea. Esto no es posible hacerlo con los modelos existentes, salvo si ellos se utilizan en una forma iterativa algo compleja. No obstante, si las tarifas que se suponen inicialmente para estimar las proyecciones de demanda no resultan muy diferentes del costo incremental calculado, los errores introducidos por esta razón no son muy significativos.

De otra parte, el carácter aleatorio de la hidrología y, en consecuencia, de la capacidad de producción de energía del sistema hidrotérmico, así como la incertidumbre involucrada en los estimativos de demanda y en las fechas de entrada en operación de los proyectos programados, exigen que la determinación del patrón de expansión y operación óptima y el cálculo mismo de los costos incrementales, tenga un carácter probabilístico y admitan siempre la posibilidad de racionamientos. Lo que en la práctica se hace es fijar un nivel de "confiabilidad" del sistema, en el sentido de que la probabilidad de ocurrencia de racionamientos severos no exceda un nivel prefijado. Nada garantiza que los niveles de confiabilidad utilizados hoy en día sean los apropiados desde un punto de vista económico. La ausencia de estudios a profundidad sobre los costos reales en que incurre la economía nacional cuando se presentan racionamientos de energía eléctrica, ha impedido fijar estos niveles de confiabilidad con un criterio económico. Posiblemente los márgenes que hoy en día se utilizan conducen a un sobreequipamiento del sistema, el cual se refleja de nuevo en costos incrementales superiores a los óptimos desde un punto de vista económico y, especialmente, a necesidades financieras mayores.

Un tercer problema es el de que los niveles de pérdidas y, en general, otras inefi-

ciencias en la prestación de los servicios conducen a costos incrementales superiores a los que deberían obtenerse en otras circunstancias.

Todos estos son factores sobre los cuales es necesario profundizar en estudios posteriores y actuar en la práctica para reducir los costos de suministro de servicios y, en consecuencia, el nivel de tarifas que conduciría a una asignación de recursos apropiada en la economía. No obstante, no parece equivocado suponer que las desviaciones que introducen las fallas actuales en la metodología de planeación y operación de los sistemas representan porcentajes moderados sobre los estimativos presentados atrás de costos incrementales, si bien su impacto sobre las necesidades financieras puede ser más significativo.

Es importante anotar que esos estimativos de costos resultan bien inferiores a los obtenidos en casi cualquier otro país del mundo, lo que obedece al hecho de que Colombia es uno de los siete países del planeta que disponen de un potencial más rico en recursos hidroeléctricos de bajo costo.

III. Las necesidades financieras

A. Implicaciones financieras de tarifas equivalentes a los costos incrementales

Los dos estudios citados encuentran que la fijación de tarifas promedios iguales a las de los costos incrementales conduciría, en el mediano plazo, a una generación de excedentes financieros importantes en el sector eléctrico. El Cuadro 5 muestra los resultados estimados por el ENE e ISA. Allí se observa como, a partir de 1985, se comenzarían a obtener excedentes financieros que en el año de 1995 llegarían a ser muy considerables. Más aún, así no se considere el efecto de la financiación mediante empréstitos (ver literal siguiente) se producirían excedentes desde mediados de la década del 90. Estos excedentes llegarían, como máximo, al orden del 15% de los ingresos por ventas de energía.

El estudio de ISA, por su parte, estima que al utilizar tarifas promedios iguales a su cálculo del costo incremental, se obtendrían excedentes financieros desde el año de 1983 del orden del 25% de los ingresos por ventas de energía, que llegarían hasta niveles del 38%. Estas cifras demuestran, una vez más, que el cálculo de costos incrementales del estudio de ISA está considerablemente sobreestimado.

De cualquier forma, este resultado es aparentemente paradógico a la luz de los criterios tradicionales de la teoría económica. En efecto, los análisis estáticos tradicionales demuestran que si los costos incrementales son constantes, como ha resultado en el caso que nos ocupa, unos precios iguales a los costos incrementales deben generar recursos exactamente iguales a la suma requerida para la prestación del servicio. No obstante, en un contexto dinámico, cuando la tasa de descuento utilizada excede a la tasa de crecimiento de la demanda, se producirán excedentes financieros en relación directa con la primera de estas tasas e inversa con la segunda.

Para ilustrar esta última afirmación, considérese en forma simplificada que el período promedio de maduración de las inversiones en generación es de 6 años, contados desde el momento en que se comienza a invertir en un proyecto hasta cuando entra en operación regular. En consecuencia, la inversión ejecutada en un año t, está diseñada para atender, en promedio, el incremento de la demanda correspondiente al año t más 3. En fórmulas:

$$(1)\quad I_t = C^* \cdot (D_{t+3} - D_{t-2}) = C^*[(1+r)^3 - (1+r)^2] \cdot D_t$$

donde I_t es la inversión requerida en el año t, C* la relación incremental capital-producto, r la tasa de crecimiento anual promedio de la demanda y D_t la demanda en el período t. Las necesidades financieras totales (sin considerar por el momento la utilización de empréstitos), serían iguales a:

$$(2)\quad NF_t = C_{op} \cdot D_t + I_t$$

donde C_{op} es el costo de operación unitario del sistema. A su vez, el costo incremental de la inversión es igual a:

$$(3)\quad C_{II} = \frac{C^*}{\int_{t+3}^{T+3} e^{-it}\,dt} = \frac{C^* \cdot i}{e^{-i(t+3)} - e^{-i(T+3)}}$$

El establecimiento de una tarifa igual al costo incremental total, produciría una generación de fondos igual a:

$$(4)\quad GF_t = \bar{r} \cdot D_t = (C_{II} + C_{op})\, D_t$$

Comparando la ecuación (4) con la ecuación (3) se obtiene un excedente de fondos, como se indica a continuación:

$$(5)\quad EF_t = GF_t - NF_t = C^* \cdot D_t\left[\frac{i}{e^{-i(t+3)} - e^{-i(T+3)}} - (1+r)^3 + (1+r)^2\right]$$

Este excedente será mayor siempre entre mayor sea la tasa de descuento (i) y menor sea la tasa de crecimiento de la demanda (r).

Adicionalmente existe otra razón por la cual en estas circunstancias se generan excedentes financieros. Esta consiste en que el costo incremental se calcula a precios sociales, los cuales exceden a los privados, en particular en lo que se refiere al valor de los equipos importados.

Lo anterior permite concluir que desde un punto de vista financiero se requeriría una tarifa promedio inferior al costo incremental de suministro del servicio. Dado que, como se discutió en la Sección II, por razones de asignación de recursos los sectores productivos y los consumidores residenciales de ingresos medios y altos deben pagar una tarifa equivalente al costo incremental del suministro, lo que indica el análisis anterior es que es posible mantener cifras con subsidios importantes a los consumidores residenciales de bajos ingresos y al mismo tiempo lograr el autofinanciamiento global de la prestación del servicio de energía eléctrica. Así, una estructura tarifaria que cobra a los sectores productivos y a los consumidores de ingresos medios y altos el costo incremental de prestación del servicio y a los consumidores de ingresos bajos una tarifa mucho menor (y que resulte por ello en tarifas promedios inferiores a los costos incrementales) permitiría conciliar los criterios de asignación de recursos, de necesidades de financiación y de distribución de ingresos. En la sección siguiente se analizará en mayor detalle cómo se debe establecer la estructura para los usuarios residenciales.

B. Crédito y tarifas

Las tarifas no tienen por qué financiar el total de las necesidades financieras de un año, como se ha supuesto en el análisis precedente, por cuanto es posible diferir parte de los pagos mediante la utilización de créditos con tasas de interés real inferior a la tasa de crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. En efecto como se discute habitualmente, la expansión del sistema beneficia tanto a consumidores presentes como futuros y por tanto las cargas financieras vinculadas con esa expansión deben ser cubiertas en alguna proporción por

unos y otros. Esta es la razón por la cual una parte de la inversión requerida para la expansión debe ser financiada por créditos de largo plazo. Supongamos que una proporción α de las necesidades de inversión se financia mediante créditos con un plazo promedio T y una tasa de interés real r. Bajo el supuesto de costos incrementales de inversión y operación constantes en términos reales y de que los préstamos y los intereses se cancelan en su totalidad al vencimiento del plazo (T), la ecuación (2) se modificaría en la forma como aparece a continuación:

$$(2') \quad NF'_t = C_{op} \cdot D_t + (1 - \alpha)\, I_t + I_{(t-T)} \cdot (1 + r)^T$$

Estas nuevas necesidades financieras serán menores que las anteriores cuando se cumpla la condición siguiente:

$$(3') \quad I_{(t-T)} \cdot (1 + r)^T < I_t$$

Como $I_t = (1 + \gamma)^T \cdot I_{(t-T)}$, ello equivale a $r < \gamma$.

Vale decir, siempre y cuando la tasa de interés real de los empréstitos sea igual a la tasa de crecimiento de la demanda por energía. Es importante observar que de no cumplirse esta condición la utilización de créditos llevará en el mediano plazo a la necesidad de utilizar tarifas más altas y no más bajas para el autofinanciamiento del sector. Como en general es posible obtener empréstitos externos con una tasa de interés real inferior a la tasa de crecimiento normal de la demanda por energía eléctrica (así ese no sea el caso en las circunstancias actuales), la utilización de dichos empréstitos permitira fijar una tarifa promedio aún más baja que la señalada anteriormente, manteniendo el autofinanciamiento del sector; vale decir, ello permitirá subsidiar aún en mayor medida a los consumidores de ingresos bajos.

Debe señalarse, sin embargo, que las fórmulas presentadas suponen un estado "estable"; variaciones en la proporción de la inversión financiada o de la tasa de interés real pueden causar problemas de liquidez coyunturales como se verá luego.

C. La política de autofinanciamiento

En lo anterior hemos supuesto que es conveniente la aplicación de una política de autofinanciamiento. Algunos comentaristas sostienen que precisamente por el carácter de servicio público no se debería aplicar una política de esta índole y, en consecuencia, que los fondos comunes del presupuesto nacional deberían asumir una parte significativa de la financiación del suministro de dichos servicios.

A este propósito conviene hacer dos consideraciones. La primera consiste en que, según lo hemos visto, desde un punto de vista de eficiencia en la asignación de recursos de la economía debe cobrarse a los usuarios productivos y a los consumidores residenciales de altos ingresos los costos incrementales de suministro y que, al hacer esto, aún subsidiando considerablemente a los consumidores residenciales de bajos ingresos (para dar cumplimiento precisamente al criterio de servicio público), es posible autofinanciar el suministro del servicio. ¿Qué sentido tendría entonces subsidiar a los sectores productivos o a los consumidores residenciales de altos ingresos, causando un desperdicio de recursos en la economía al inducirlos a niveles excesivos de consumo y teniendo que utilizar para ese subsidio recursos escasos del presupuesto nacional?

Precisamente la segunda consideración tiene que ver con este último factor. Las dificultades políticas y administrativas hacen que el nivel de tributación efectivo en el país sea muy bajo y que, en consecuen-

cia, que los fondos comunes del Estado resulten sumamente escasos para la diversidad de servicios que este tiene que prestar. Muchos de estos, tales como los de salud pública y educación con un contenido social y económico aún más profundo que el de los servicios públicos que se están examinando, no tienen fórmulas distintas de financiarse que mediante el uso de los fondos comunes del presupuesto nacional o de los gobiernos locales. Lo mismo sucede con otra serie de servicios tales como los de justicia, seguridad ciudadana, defensa nacional, etc. Otro tipo de gastos del Estado, tales como los gastos de inversión en vías y obras de adecuación de tierras, aún cuando en parte pueden ser recuperados mediante impuestos de valorización y tasas especiales, requieren de una inyección mínima de recursos del presupuesto nacional. Lo mismo sucede en medida relativamente importante con gastos tales como los de investigación tecnológica para la agricultura y otros sectores productivos.

En esas condiciones, si existe un sistema expedito de financiación de la expansión del servicio a través del cobro de las tarifas, que tiene por demás la ventaja de evitar desperdicios de recursos en la economía y que permite un subsidio considerable a los consumidores residenciales de ingresos bajos, no hay razón alguna para no utilizarlo. En síntesis, la propuesta de financiar una parte importante de la prestación de servicios públicos mediante presupuesto nacional, al menos en el caso de la energía eléctrica, resultaría en un sistema ineficiente en términos económicos y muy regresivos por cuanto el grueso de los subsidios lo recibirían los consumidores de ingresos altos, además de que ello obligaría a reducir otros gastos sociales de gran contenido redistributivo o económico.

Lo anterior, sin embargo, no implica que ciertos programas específicos, tales como los de obras de electrificación rural y los de extensión de la cobertura de servicios a los barrios marginados, no deban ser cubiertos con partidas del presupuesto nacional, específicamente destinadas a estos propósitos. En el caso del suministro de agua potable existe una justificación mucho mayor que en el caso de la energía eléctrica para financiar con recursos de presupuesto nacional la dotación del servicio, en condiciones de cantidad y calidad que constituyan un mínimo socialmente aceptable, a las poblaciones urbanas más pequeñas y al sector rural.

IV. El efecto redistributivo

A. Relación entre consumo de energía eléctrica y el nivel de ingresos de los consumidores residenciales

La cantidad de energía eléctrica demandada por una determinada familia depende principalmente del acervo de aparatos electrodomésticos que ésta posea, de su nivel de ingreso, del número de miembros por hogar, de la tarifa marginal pagada y del precio de los sustitutos más cercanos de la energía eléctrica (gas natural en las ciudades de la Costa Atlántica y en Neiva, que disponen de este servicio a domicilio; cocinol subsidiado en Bogotá y sus alrededores; GLP y querosene en otras ciudades y regiones). A su vez, el acervo de electrodomésticos de que dispone una familia depende principalmente de su nivel de ingreso y del precio de estos aparatos. De esta manera, el ingreso es la variable que explica en mayor medida el nivel de consumo en las familias, por efectos directos y principalmente indirectos (a través del acervo de electrodomésticos). En términos técnicos, la elasticidad ingreso directa del consumo varía entre 1.4 y 1.65 y la indirecta entre 1.4 y 2.2[9].

Así, una familia con un ingreso que duplique al de otra consume, en promedio,

[9] ENE, op cit.

entre 3.8 y 4.85 veces más energía que aquella. Las estadísticas de consumo muestran, en efecto, que hay familias de ingresos bajos que consumen menos de 100 Kw-hr al mes, mientras algunas de ingresos altos consumen más de 3.000. Por lo tanto, una estructura de tarifas creciente con aumentos en el nivel de consumo, como las que se han venido utilizando en el país, tienen efectos ampliamente redistributivos.

Es importante observar, sin embargo, que a partir de 1981 se introdujo un cambio técnica y socialmente inconveniente en la estructura tarifaria, puesto que de tarifas marginales crecientes se pasó a una estructura de tarifas medias crecientes con brincos abruptos, como se ilustra en la Gráfica 1. En esta forma, cuando el consumo de una familia se incrementa ligeramente de un mes a otro, pero hace que se traslade de una determinada tarifa media a la inmediatamente superior, ello puede representar una tarifa marginal absurdamente alta sobre el consumo adicional. Así, por ejemplo, con la estructura actual en Bogotá se puede duplicar el valor de la facturación por un consumo adicional de apenas 1 Kw-hr. Sin lugar a dudas, estos casos, que infortunadamente ocurren con frecuencia, son en gran medida responsables de la inconformidad ciudadana con la política tarifaria reciente.

Desde hace mucho tiempo la literatura económica en finanzas públicas ha señalado los grandes inconvenientes de una estructura tarifaria como la adoptada en 1981 y, en contraste, las virtudes de una estructura de tarifas marginales crecientes como la que se encontraba en vigencia hasta esa época. Resulta imperativo volver atrás en esta materia.

En todo caso, las tarifas vigentes en el país por niveles de consumo, muestran una importante progresividad como se indica en el Cuadro 6. Allí se observa, sin embargo, que el nivel de progresividad es muy diferente por regiones. Así, por ejemplo, la mayor progresividad se encuentra en Bogotá en donde la tarifa unitaria para consumos superiores a 3.000 Kw-hr es 18.8 veces mayor que la de los consumos inferiores a 100 Kw-hr. Las tarifas en Cali muestran también un nivel de progresividad importante, siendo esta relación de 8.2. No obstante, en Medellín y en la mayoría de las electrificadoras de la Costa Atlántica (como Cesar, Sucre, Córdoba y Guajira) y del ICEL, esta relación es apenas del orden del 3 a 3.2.

Ahora bien, el Cuadro 7 muestra como un 65% de los consumidores residenciales, que consumen menos de 300 Kw-hr al mes, absorben apenas un 14.5% del consumo total de energía y, debido a la estructura progresiva de tarifas, responden apenas por un 8.5% de los ingresos de las empresas. En consecuencia, es evidente que una política tarifaria que mantenga un crecimiento real para las tarifas a los usuarios productivos y a los consumidores residenciales de altos ingresos, hasta alcanzar los costos incrementales de prestación del servicio, puede darse el lujo de hacer descender en términos reales las tarifas para los niveles bajos de consumo (que corresponden a los grupos de ingresos más bajos de la población) sin que ello afecte negativamente la situación financiera de las empresas en el mediano plazo. En particular, resulta claro que las electrificadoras de la Costa Atlántica deberían mantener constantes sus tarifas nominales para los consumidores de más bajos ingresos (dado que son las más altas del país) e incrementar con rapidez las tarifas para los consumidores de más altos ingresos y para los sectores productivos, que son considerablemente más bajos que las de ciudades como Bogotá y Cali.

Algo similar a esta propuesta se estaba aplicando a finales de la administración pasada, pero el actual gobierno la sustituyó por un incremento parejo de las tarifas en

CUADRO 6

TARIFAS RESIDENCIALES PARA ALGUNOS NIVELES DE CONSUMO

(Diciembre de 1982 – Pesos/Kw-hr)

	Menos de 100	100-200	200-300	300-400	500-600	1.000-1.200	1.500-1.600	Más de 2.000
Electrificadora de Antioquia	0.76	0.76	0.92	1.08	1.38	2.38	2.38	2.30
Electrificadora del Atlántico	1.36	1.68	2.59	3.05	3.97	5.17	5.79	6.52
EEEB	0.64	0.80	0.93	1.82	2.08	5.05	6.58	9.89
Electrificadora de Bolívar	1.74	2.18	3.17	3.93	4.92	5.66	5.66	5.66
Electrificadora de Boyacá	1.60	2.11	2.64	3.29	4.11	5.15	5.15	6.39
CHEC	1.81	1.91	2.30	2.63	3.28	4.07	5.33	5.60
Electrificadora del Caquetá	1.86	2.25	2.63	2.86	3.32	3.92	3.92	3.92
Centrales Eléctricas del Cauca	1.15	1.79	1.91	2.01	2.67	3.15	3.15	3.15
C.V.C.	2.07	2.54	3.11	3.11	3.69	4.26	4.26	4.26
Electrificadora del Cesar	2.39	3.09	4.32	4.96	5.91	6.87	6.87	7.51
Electrificadora de Córdoba	2.22	2.67	3.90	4.74	5.67	6.99	6.99	7.51
Electrificadora de Cundinamarca	1.33	1.92	2.10	2.35	2.90	3.63	4.22	5.38
Electrificadora del Chocó	1.87	2.67	3.21	3.65	4.25	4.84	4.84	4.84
Electrificadora de la Guajira	2.18	2.60	4.27	5.16	6.44	6.59	6.59	6.59
Electrificadora del Huila	2.08	2.55	3.17	4.06	5.35	7.02	7.02	8.13
Electrificadora del Magdalena	1.98	2.47	3.68	4.61	5.78	7.21	7.21	7.61
E.P.M.	0.76	0.76	0.92	1.08	1.38	2.38	3.09	5.04
Centrales Eléctricas de Nariño	1.26	1.66	2.09	2.25	2.56	3.18	3.94	3.94
Centrales Eléctricas de Norte de Santander	1.81	2.28	2.85	3.62	4.55	5.75	5.75	6.78
Electrificadora de Santander	1.89	2.38	2.99	3.78	4.76	6.00	6.00	7.09
Electrificadora de San Andrés y Providencia	1.73	2.14	3.27	4.28	5.18	5.62	5.62	5.62
Electrificadora de Sucre	2.31	2.72	3.93	4.61	5.51	6.63	6.63	7.35
Electrificadora del Tolima	1.57	2.05	2.75	3.24	4.42	5.64	6.56	7.90

Fuente: ISA.

[1] 12.06 para más de 3.000 Kw-hr.

CUADRO 7

DISTRIBUCION DEL NUMERO DE SUSCRIPTORES, EL CONSUMO Y LA FACTURACION POR NIVELES DE CONSUMO (1982)

Nivel de consumo (Kw-hr por mes)	Porcentaje acumulado de suscriptores residenciales	Porcentaje acumulado del consumo residencial	Porcentaje acumulado del consumo total	Porcentaje acumulado de la facturación residencial	Porcentaje acumulado de la facturación residencial
0-100[1]	27.2	5.6	2.5	4.7	1.6
101-200	48.6	17.2	7.6	13.0	4.6
201-300	65.5	32.7	14.5	24.5	8.6
301-400	77.2	47.1	20.9	35.8	12.6
401-700	92.6	73.9	32.8	54.2	19.0
701-1.000	97.7	87.5	38.9	66.6	23.4
Más de 1.000	100.0	100.0	44.4	100.0	35.1

Fuente: Datos de ISA

[1] Incluye el porcentaje de usuarios sin contador.

todos los niveles de consumo en algunas empresas como la de Energía Eléctrica de Bogotá. Esta política hizo que se incrementaran mucho las tarifas para los niveles de consumo bajo, lo cual explica también en parte, la inconformidad social. Es importante observar que la aplicación de la política de ajuste propuesto requiere volver a una estructura de tarifas marginales crecientes, puesto que con la estructura actual agravaría los problemas a que tal estructura ha dado origen y que se han señalado anteriormente.

Igualmente se debe anotar que los cargos mínimos mensuales, que se acostumbra cobrar en algunas regiones del país, tienen un efecto sumamente regresivo puesto que castigan exclusivamente a los consumidores de menores consumos, y, en consecuencia, de más bajos ingresos. Esta práctica debería eliminarse completamente para todos los servicios públicos.

También conviene señalar, que los cargos de conexión y los cargos fijos tienen un efecto regresivo. En este caso, como se vio atrás, existen razones de asignación de recursos que, en principio, justifican tales cargos. No obstante, las consideraciones redistributivas sugieren establecer diferencias en ellos de acuerdo con el nivel socioeconómico de las familias o bien mantenerlos muy bajos y basar el financiamiento de los servicios en las tarifas diferenciales por nivel de consumo.

En otros servicios públicos, como es el caso del suministro de agua potable, el nivel de consumo varía también con el nivel de ingreso, pero lo hace en una forma mucho menos marcada que en el caso de la energía eléctrica. En consecuencia, una estructura tarifaria que simplemente diferencie por el nivel de consumo resulta muy efectiva en términos de sus impactos distribucionales en el caso de la energía eléctrica, pero no en el del suministro de agua potable. En este último se requiere, además, establecer una estructura diferencial según otros indicadores del nivel de ingreso de las familias. Durante años se utilizó en el país como un criterio apropiado para tal fin una clasificación según el valor del avalúo catastral. Sin embargo, los problemas de actualización de los avalúos llevaron a que estudios como el de la Misión de Finanzas Intergubernamentales recomendaran sustituir esta práctica por otra; sugerencia que fue adoptada por el actual gobierno y ratificada por el Congreso mediante la Ley 14 de 1983. Ante la disposición de esta ley de desligar las tarifas de los avalúos catastrales, las empresas tuvieron que acometer, en forma algo precipitada, una zonificación de las ciudades por estratos de ingreso y con base en ello reestructuraron su sistema de tarifas. Este cambio, por supuesto, condujo a que a muchas familias se les incrementaran notablemente las tarifas en plazos muy breves y en algunos casos con errores graves en su clasificación final. Esta fue otra de las causas principales de la reciente inconformidad ciudadana.

Se hace urgente que las empresas de acueductos, alcantarillados y aseo público de las ciudades lleven a cabo una clasificación de los hogares por estratos en una forma más precisa y que, cualquier cambio de clasificación de un hogar, contemple una transmisión gradual en sus niveles tarifarios.

V. La unificación de tarifas en el territorio nacional y problemas coyunturales de la política propuesta

A. Las diferencias regionales y su explicación

Los Cuadros 3 y 5 muestran las grandes diferencias que existen hoy día entre las tarifas promedio y la estructura tarifaria de las diferentes empresas, que ya fueron comentadas atrás. Estas diferencias se deben a varios factores. Primero, a que antes de la

interconexión de los principales mercados del país cada empresa había desarrollado su propio sistema de generación y, en consecuencia, los costos incrementales de prestación de los servicios variaban significativamente de empresa a empresa. Así por ejemplo, Antioquia tuvo siempre los proyectos eléctricos de más bajo costo y aún hoy mantiene las tarifas más bajas, mientras que la Costa Atlántica y los Santanderes, que no disponen de una gran riqueza en recursos hidroeléctricos, tuvieron que desarrollar su sistema de generación con base en plantas termoeléctricas que resultaron en costos muy superiores por Kw-hr producido. Es por eso que, aún teniendo las tarifas promedio más altas, son precisamente las electrificadoras de la Costa las que presentan los mayores déficits financieros en el sector.

En segundo lugar, las diferencias regionales se deben, en alguna medida, al grado de eficiencia relativo de las empresas. En términos generales, las Empresas Públicas de Medellín y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, se han manejado de una manera relativamente eficiente, mientras que en la mayoría de las electrificadoras del sistema CORELCA e ICEL se ha incurrido con frecuencia en excesos burocráticos y decisiones antieconómicas por motivos puramente políticos.

En tercer lugar, las empresas han venido otorgando una importancia diferente al efecto distributivo de sus políticas. Así por ejemplo, en Bogotá y Cali, como se observó atrás, se ha buscado una mayor progresividad mientras que en otras regiones del país ha primado un criterio elitista buscando mantener bajas las tarifas para los consumidores de altos ingresos.

En cuarto lugar, las discrepancias se deben también a problemas de carácter institucional que hacen que la estructura de los mercados sea muy diferente para las distintas empresas. Así, por ejemplo, empresas como las de Bogotá, Medellín y Cali, con una gran proporción de usuarios productivos y de demandas concentradas en las grandes ciudades, incurren en costos de transmisión y distribución promedios inferiores que las demás y pueden, en principio, darse el lujo de subsidiar en mayor medida a sus consumidores residenciales de bajos ingresos.

Por último, hay que tener en cuenta la influencia que la política misma de fijación de las tarifas que se ha basado principalmente en el criterio de recuperación de las inversiones pasadas y, por consiguiente, ha tendido a perpetuar en el tiempo, más allá de lo que sería razonable, las diferencias regionales ocasionadas por el desarrollo diferente que tuvieron los sistemas locales antes de su interconexión. Este problema afecta incluso a las tarifas de intercambio establecidas en ISA y, por ello, aún entre los socios viejos de ISA continúan existiendo grandes diferencias tarifarias absolutamente injustificables, como se discutirá a continuación.

B. ¿Deben unificarse las tarifas?

En un sistema interconectado como el que cubre hoy en día la mayor parte del país el costo incremental de generación de energía es, por definición, uno solo para todo el territorio nacional. Como este constituye, según lo que vimos atrás, aproximadamente un 80% del costo incremental total, resulta claro que no deberían existir diferencias muy sustanciales en las tarifas cobradas a los usuarios productivos y a los consumidores residenciales de altos y medianos ingresos en las distintas regiones.

A su vez, los costos incrementales correspondientes a la interconexión de los sistemas, deben ser muy similares, puesto que es evidente que la interconexión y el intercambio de energía favorece a todas las

regiones, aún cuando puedan existir algunas pequeñas diferencias en los beneficios obtenidos. Por tanto, debería procederse rápidamente a unificar las tarifas de venta en bloque entre empresas, de manera que las tarifas al consumidor varíen solo ligeramente entre regiones, según diferencias en los costos de transmisión, subtransmisión y distribución.

Las políticas tarifarias que han venido aplicándose en el país y el proceso de interconexión llevarán eventualmente a este tipo de unificación, aún cuando muy lentamente por cuanto los criterios prevalecientes no se conforman exactamente con los que aconsejan las ciencias económicas. Sucede que los criterios en aplicación se aproximan más al estimativo de costos promedio de generación que al de costos incrementales y, por eso, tienden a perpetuar en el tiempo diferenciales que se justificaban en otras épocas pero no ahora cuando se tiene un solo sistema de generación y de transmisión en todo el país.

En cuanto a las tarifas a los consumidores de ingresos bajos (a los consumos bajos residenciales) podría argumentarse la necesidad de diferencias regionales, tomando en cuenta dos consideraciones. Una, la de que algunas regiones cuentan con sustitutos baratos o subsidios, como es el caso del gas en la Costa Atlántica y del cocinol en el área de Bogotá. Otra, la de que las necesidades básicas de consumo de energía eléctrica son mayores en climas como los que imperan en la Costa Atlántica, que en las regiones del interior.

No obstante, si atendiendo a la primera consideración se fijaran en Bogotá tarifas más altas que en otras regiones para los consumos bajos, se induciría a las familias de ingresos bajos a consumir más cocinol, lo cual tendría un costo económico inmenso para el país. Si se considera el caso de la Costa Atlántica, las mayores necesidades se compensan, en parte, con la disponibilidad de gas natural para usos residenciales, aún cuando esta última no llega al 20% hoy en día y ciertamente no cubre la gran mayoría de los barrios populares en las grandes ciudades del litoral. Por tanto, no existen tampoco razones suficientemente sólidas para establecer tarifas diferenciales por regiones para los consumos más bajos.

En síntesis, debería procederse lo más rápidamente posible a una sustancial unificación de la estructura tarifaria en todo el territorio nacional, como ha propuesto al gobierno.

C. Las problemas de la unificación

Es innegalbe que, bajo el actual esquema de organización institucional y de prácticas financieras en el sector, el proceso de unificación no necesariamente afectaría los recursos totales de financiamiento del sector, pero si generaría excedentes financieros importantes en algunas empresas —como por ejemplo en las Empresas Públicas de Medellín— y mantendría déficits en otras regiones, como en particular en las del Litoral Atlántico. Este problema demanda soluciones apropiadas, una de las cuales podría ser la de que las empresas que obtengan excedentes financieros participen en la propiedad de nuevos proyectos de generación en proporción mayor de aquella que les corresponderían de acuerdo con las necesidades de su mercado.

Sin embargo, las transferencias regionales van a requerirse de acuerdo, de nuevo, con consideraciones económicas. Como ya se mencionó, las empresas atienden mercados muy distintos por cuanto la estructura de los consumidores en una y otra parte difieren considerablemente. Si se acepta el que los niveles bajos de consumo deben subsidiarse y que los usuarios de mayores ingresos y las actividades productivas deben pagar el costo incremental del servicio, ha-

bría que considerar el hecho de que en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali las actividades productivas y los usuarios residenciales de altos ingresos consumen una mayor proporción del total de electricidad facturada y que, en consecuencia una estructura tarifaria unificada llevaría necesariamente a que las empresas respectivas tuviesen siempre una mejor situación financiera que el resto. Es decir, en virtud de la estructura diferencial de los mercados —y de aceptar de una política de subsidio a los niveles de ingresos bajos en todo el país— se hace imprescindible un cierto nivel de transferencias regionales o una reorganización institucional del sector que haga más parecida la estructura de los mercados que atiende cada empresa.

D. Los problemas financieros coyunturales

Otro problema coyuntural que exige analizar cuidadosamente las implicaciones financieras de corto plazo, sobre cada una de las empresas, que tendría el proceder a modificar en una u otra forma la política tarifaria, es el de que la planeación del sector no había previsto la ocurrencia de un período recesivo tan agudo como el que se ha registrado en los últimos tres años. Esta circunstancia ha conducido a un incremento muy bajo en el consumo de energía eléctrica en comparación con la tendencia histórica reciente y, en consecuencia, a ingresos tarifarios menores de los previstos al acometer la expansión para niveles de demanda crecientes según tendencias históricas. A este hecho se ha sumado el impacto que tiene la aceleración en la tasa de devaluación sobre los costos financieros de las empresas, para producir situaciones muy difíciles en buena parte de ellas.

Es precisamente esta situación la que ha impulsado durante el último año a muchas empresas a elevar sus tarifas en proporciones que los usuarios consideran excesivas. En una perspectiva de largo plazo no es razonable un salto muy grande de las tarifas en este momento para resolver problemas financieros coyunturales pero, de otra parte, es innegable que tales problemas demandan una solución. A mi modo de ver, esta no puede ser otra que la de incrementar en algo las tarifas reales promedio y, al mismo tiempo, financiar en cuantías importantes a las empresas a través de la FEN, dotando a ésta de mayores recursos no solamente por captaciones en el mercado abierto, sino mediante cupos de emisión y partidas del presupuesto nacional.

VI. El proyecto de Ley 100 de 1982[10]

Actualmente cursa en el Congreso un proyecto de ley "por medio del cual se organiza, regula y fiscaliza la prestación de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones" que, entre otras cosas, propone una serie de normas generales para el establecimiento de la estructura tarifaria. Tal proyecto, aún cuando tiene sin duda aspectos positivos y una sana intención, como se desprende de la lectura de su exposición de motivos, de ser aprobado sin modificaciones iría en contravía de los criterios de eficiencia en la asignación de recursos y de distribución de ingresos que se han señalado atrás y podría llegar a tener unas consecuencias financieras muy graves, al menos en lo que compete al sistema eléctrico.

El problema principal se ubica en el hecho de que el proyecto propone que a las unidades residenciales con consumos hasta de 3.000 Kw-hr por mes, se les cobre exclusivamente los costos de operación y mantenimiento; los cuales, en el caso del sector eléctrico, no llegan a constituir el 20% de los costos incrementales de prestación del

[10] Los siguientes comentarios se refieren directamente al ***proyecto inicial*** y no a las modificaciones que le fueron introducidas cuando este informe se encontraba ya en imprenta.

servicio. Es decir, habría que bajar las tarifas de los consumidores de ingresos medios y altos casi a una cuarta parte. Ello constituiría, en primer lugar, una invitación al desperdicio de recursos escasos de la economía por parte de las familias de ingresos medios y altos que son los que tienen los mayores consumos.

En segundo lugar, tendría un impacto claramente regresivo puesto que se estaría subsidiando primordialmente a grupos que perfectamente pueden pagar el costo del servicio a costa de tener que financiar grandes faltantes con presupuesto nacional. Dejar de hacer con el presupuesto otras obras de mayor contenido social o bien, como parece sugerirlo el proyecto, cargarle más que los costos incrementales a las actividades productivas, las cuales los transferirán a la totalidad de los consumidores. En una u otra manera el efecto sería regresivo. Además, lo más probable es que no se pueda hacer ese cobro mayor a las actividades productivas y, que por consiguiente, se agrave la crisis financiera del sector, y se sacrifique la expansión de su cobertura a los grupos más necesitados. Por todo ello, las consecuencias objetivas del proyecto serían realmente catastróficas para la prestación del servicio.

De otra parte, el proyecto propone que a los sectores productivos se les fije tarifas inversamente proporcionales al peso que tenga el consumo de energía eléctrica en sus costos totales de producción. Este tipo de planteamiento está abiertamente reñido con una asignación conveniente de recursos y, de nuevo, constituiría una invitación al desperdicio, precisamente en los sectores más consumidores del fluido.

Es importante señalar que estas consecuencias objetivas que tendría el proyecto no se han buscado de manera intencional, puesto que en la exposición de motivos los autores del proyecto defienden precisamente el carácter distributivo que deben tener las estructuras tarifarias y la necesidad de expandir cubrimiento del servicio. Por tanto, es de esperar que en el debate en el Congreso se corrijan estos problemas.

Finalmente, el proyecto presenta una propuesta no vinculada directamente con las tarifas de servicios públicos, pero si con su financiación, que conviene comentar. Se propone crear un fondo común de servicios públicos, que debería dar prioridad a la construcción de acueductos y al suministro de agua potable. Si bien resulta evidente lo apropiado de adoptar esta prioridad para la política gubernamental general, ejecutarla con base en un fondo común de servicios públicos puede llegar a tener como consecuencia que ello se haga a costa de eventuales racionamientos de energía eléctrica y de dificultades de expansión del servicio a los usuarios de bajos ingresos en las ciudades y en el campo. El país ya conoce los costos que, en materia de bienestar ciudadano y en materia de producción, sobre todo de la pequeña y mediana industria, trae el incurrir en racionamientos severos de energía eléctrica. Puede constituir una solución más conveniente el establecer un fondo específico de financiamiento de los servicios de agua potable, dotado de recursos propios suficientes para lograr un desarrollo prioritario de éstos, pero sin un eventual detrimento de otro servicio público como es el de la energía eléctrica.

VII. Conclusiones

Las principales conclusiones del presente ensayo se pueden resumir así:

1. Es posible diseñar una estructura tarifaria que concilie los criterios de asignación de recursos en la economía, necesidades financieras del sector y distribución del ingreso en el país, que deben tenerse en cuenta para tal fin.

En efecto, las consideraciones sobre asignación de recursos exigen que se cobre a los usuarios productivos —industria, comercio, etc.— y a los consumidores residenciales de ingresos medios y altos el costo incremental (marginal de largo plazo) del suministro del servicio y que se fije para los consumidores de ingresos bajos una tarifa considerablemente inferior. Al mismo tiempo, las proyecciones financieras y el análisis presentado demuestra que una estructura tarifaria de esta naturaleza permitiría en el mediano plazo atender las necesidades financieras del sector. De hecho, si se cobrara a todos los usuarios el costo incremental (que resultará aproximadamente constante, en términos reales, durante los próximos 20 años y del orden de $4,50 de diciembre de 1982 por Kw-hr-mes) se generarían excedentes financieros importantes.

Dada la baja participación en el consumo total de energía del 65% de las familias de más bajos ingresos que consumen menos de 300 Kw-hr-mes (menor que un 14.2%) es posible otorgarles un subsidio muy considerable, manteniendo una política de autofinanciamiento del servicio, a través de una estructura de tarifas marginales muy progresiva de acuerdo con el nivel de consumo de los usuarios residenciales.

El análisis muestra también que no deben establecerse cobros mínimos mensuales, por sus efectos altamente regresivos, y que los cargos de conexión y los cargos fijos mensuales deben o bien mantenerse muy bajos o, mejor aún, diferenciarse según el nivel de ingresos de las familias.

En servicios como el de suministro de agua potable no basta con una estructura tarifaria diferencial según el nivel de consumo de los usuarios residenciales; es necesario establecer diferencias adicionales según el nivel de ingreso de las familias, lo que exige una clasificación mucho más precisa que la adoptada en forma algo precipitada en los últimos meses en algunas ciudades ante la desvinculación que la Ley 20 de 1983 exigió de las tarifas con respecto a los avalúos catastrales.

2. Las consideraciones presentadas en este artículo demuestran también que se debe proceder lo más pronto posible a una considerable unificación de las estructuras tarifarias en todo el territorio nacional, bajo los criterios anteriores. Las disparidades actuales reflejan ante todo las diferencias en costos incrementales del pasado, antes de la interconexión de los sistemas, y la vigencia de unas políticas tarifarias basadas en costos medios contables, que no se compadecen con los criterios económicos que deber regir la fijación de tarifas.

3. Los resultados del artículo indican que la expansión del sector debe financiarse con una mezcla de tarifas y créditos de largo plazo. Estos últimos permitirán un nivel de tarifas menor solamente en la medida en que las tasas de interés reales sean inferiores a la tasa de crecimiento de la demanda. A mediano plazo los aportes presupuestales deberían limitarse exclusivamente a programas específicos, tales como la electrificación rural y la extensión de la cobertura a barrios marginales de las ciudades, con un contenido claramente redistributivo.

4. La puesta en práctica de las políticas propuestas exigiría, en primer término, abandonar la absurda estructura de tarifas al sector residencial implantada en 1981, que conduce a saltos muy abruptos en la facturación para muchas familias, sustituyéndola por una de tarifas marginales crecientes, como lo dicta la teoría económica y el sentido común, y como se estaba poniendo en práctica en el país hasta ese año.

En segundo lugar, exigiría una política de ajustes que haga disminuir en términos reales las tarifas para los consumos más bajos, en especial en aquellas regiones en

donde hoy son más altos (v.gr. en la Costa Atlántica) y continuar incrementando, si bien en una forma mucho más moderada de lo que ha ocurrido durante el último año, las tarifas reales para los consumos residenciales más altos, en especial en aquellas regiones en donde hoy son más bajas (v.gr., en la Costa Atlántica y en Antioquia). Así mismo, habría que equiparar las tarifas a los servicios productivos, incrementando en términos reales las de aquellas empresas en donde se encuentren por debajo de los costos incrementales.

En tercer lugar, debería eliminarse los cargos mínimos y revisarse toda la estructura de cargos de conexión y cargos fijos mensuales, según los criterios anotados.

5. Es importante observar que la puesta en práctica de estas recomendaciones no permitiría resolver la difícil situación financiera coyuntural por la que atraviesan muchas empresas. Esta se gestó como consecuencia del efecto conjunto de la recesión económica reciente, que ha disminuido los ingresos planeados por ventas de energía frente a las expansiones realizadas en previsión de niveles muy superiores de demanda, y de la aceleración de la devaluación, que ha elevado los costos financieros. Un problema coyuntural de esta índole no debe resolverse a través de un salto abrupto en los niveles tarifarios, como lo estaban haciendo algunas empresas, sino a través de aportes presupuestales y, en particular, de financiamiento interno de mediano plazo a dichas empresas a través de la FEN, para lo cual habría que dotar a esta entidad de mayores recursos. Estos deben provenir, en la coyuntura actual, no solamente de captaciones en mercado abierto sino en la coyuntura actual, de cupos de emisión y aportes presupuestales.

6. El proceso de unificación y los ajustes propuestos no afectarían globalmente la situación financiera del sector en el mediano plazo. No obstante, generarían déficit importantes a mediano plazo en algunas empresas y superávit en otras. Tal situación se podría resolver facilitando a las segundas invertir en nuevos proyectos en mayor proporción a las necesidades de sus propios mercados. Es importante señalar, con todo, que, bajo la estructura institucional actual, se requieren transferencias regionales debido a las diferencias en las estructuras de los mercados que atienden las distintas empresas. La única manera de superar la necesidad de estas transferencias consistiría en una reorganización institucional que reduzca el número de empresas y les permita atender mercados con estructuras más parecidas.

7. Las causas de la reciente inconformidad ciudadana con las tarifas pueden resumirse así: primero, la estructura tarifaria para los consumidores residenciales de energía eléctrica establecida en 1981 ha conducido a que en muchos casos se duplique la facturación de un mes a otro por un incremento de cantidades mínimas en el consumo; segundo, algunas empresas decretaron ajustes excesivamente altos para intentar superar difícil situación financiera coyuntural; tercero, estos ajustes se efectuaron proporcionalmente para todos los niveles de consumo, generando cargas muy graves para los usuarios de bajos ingresos; cuarto, las reclasificaciones adoptadas para los usuarios de los servicios como el del agua potable, en muchos casos en forma equivocada, condujeron a saltos muy grandes en sus tarifas. Todos estos problemas se evitarían hacia el futuro con las propuestas aquí consignadas.

8. El proyecto de Ley No. 100 de 1982 que hace curso en el Congreso contempla, en su forma inicial, unas normas tarifarias que contradicen abiertamente los principios anteriores. En particular, resultarían en tarifas sumamente bajas para los consumidores residenciales de ingresos medios y altos, lo que invitaría a un desperdicio de

recursos escasos en la economía y tendría efectos muy regresivos. La estructura propuesta para los sectores productivos tendría también efectos negativos sobre la asignación de recursos en la economía. Además, con una probabilidad muy alta, estas propuestas conducirían a agravar la crisis financiera del sector, frenando la expansión de la cobertura a grupos de ingresos bajos y exigiendo grandes partidas presupuestales, reforzándose así sus consecuencias regresivas.

Por último la propuesta de un fondo común de servicios públicos y de su utilización prioritaria en el suministro de agua potable, podría conducir a agravar los problemas financieros del sector eléctrico. Parecería más apropiado el crear un fondo especial para la financiación de acueductos y alcantarillados con recursos específicos para tal fin.