

01178  
7



Universidad Nacional  
Autónoma de México

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

## TARIFAS ELÉCTRICAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL Y SU RELACIÓN CON LOS SUBSIDIOS Y EL FINANCIAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA

(ENERGÍA)

PRESENTA

RIGEL GÁMEZ LEAL

JURADO:

PRESIDENTE:	ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
VOCAL:	DR. GERARDO SERRATO ÁNGELES
SECRETARIO:	DR. VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA
SUPLENTE:	DRA. CLAUDIA SHEINBAUM PARDO
SUPLENTE:	M. I. RAFAEL CRISTERNA OCAMPO

DIRECTOR DE TESIS: DR. VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA



MÉXICO, D.F., ENERO, 2003.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

A



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**TESIS  
CON  
FALLA DE  
ORIGEN**

# PAGINACIÓN DISCONTINUA

**Tarifas Eléctricas en el Sector Residencial  
y su relación con los subsidios y el financiamiento  
del Sistema Eléctrico Nacional.**

**Índice**

	Página
<b>Resumen.</b>	iii
<b>Introducción.</b>	iii
<b>I. Tarifas de la energía eléctrica en una industria monopólica y verticalmente integrada.</b>	
1. Tarifas basadas en costos marginales.	2
1.1 Características técnicas y económicas de la industria eléctrica.	2
1.2 Costos de oportunidad social de la electricidad.	5
1.3 Ejemplo del cálculo de costo marginal por kWh.	9
1.4 Construcción de un sistema de administración de precios.	13
1.5 Ventajas y limitaciones.	18
2. Principios de Tarificación.	21
2.1 Funciones de una tarifa.	21
2.2 Principales etapas en la elaboración de una tarifa.	21
Conclusiones	25
<b>II. Precios en el sistema eléctrico nacional.</b>	
1. El Sistema Eléctrico Nacional.	27
1.1 Oferta y demanda.	27
1.2 Organización y regulación.	37
2. Precios, costos y subsidios.	39
2.1 Principios de tarificación.	39
2.2 Estructura tarifaria.	42
2.3 Precios y costos.	53
2.4 Subsidios.	58
Conclusiones	61

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

**III. Precios y subsidios en el sector residencial.**

1. Precios	63
1.1 Carácter y transformación de las tarifas domésticas.	63
1.2 Estructura actual.	64
1.3 Distribución de clientes por tarifa.	68
1.4 Factura mensual típica.	69
2. Subsidios.	70
2.1 Monto y distribución.	70
2.2 Impacto del precio de la electricidad en la economía familiar.	73
3. La reestructuración tarifaria.	78
3.1 Propuesta de subsidios estratificados al consumo de energía eléctrica.	78
3.2 Propuesta integral para las tarifas de electricidad basadas en retomar el enfoque marginalista.	79
3.3 Propuesta de los senadores del Grupo Parlamentario del Partido de la Revolución Democrática.	80
3.4 Modificación de las tarifas eléctricas decretada por el Ejecutivo en el Diario Oficial en febrero del 2002.	83
Conclusiones.	88
<b>Conclusiones Generales.</b>	90
<b>Bibliografía.</b>	92
Anexo.	93

## Resumen

En este trabajo se presenta un análisis de la problemática de las tarifas eléctricas, de nuestro país, en el sector residencial, haciendo énfasis en su relación con los subsidios y el financiamiento del Sector Eléctrico Nacional. Se comenta en detalle los principales aspectos que deben tomarse en cuenta para la elaboración de una tarifa eléctrica, se presenta la estructura de las tarifas en México, destacando las del sector residencial y se discuten posibles soluciones a dicha problemática.

## Introducción

La energía eléctrica es una de las formas de energía más importantes y más dinámica, tanto por el crecimiento absoluto de su utilización tradicional como por su característica de adaptabilidad para diversos usos.

En casi todos los países en vías de desarrollo se asiste a un crecimiento del sector eléctrico el cual requiere de estudios prospectivos minuciosos en los terrenos económicos, políticos, sociales, ambientales, entre otros.

Por diversas razones, el mercado de la electricidad muestra una clara tendencia a conformar una estructura monopólica y, de hecho, en muchos de los países en vías de desarrollo, estos mercados funcionan como monopolios públicos. Sin embargo la experiencia de los monopolios públicos de las empresas eléctricas no se inicia en esos países, sino en Europa y particularmente en Francia.

El uso de la electricidad en el sector residencial mexicano representó en el 2001 el 24.4% del consumo nacional de energía eléctrica, de 1987 a 1996 tuvo un crecimiento medio anual de ventas de 6.6%, en 2000 fue de 5.3% con respecto al año anterior y se estima que para el periodo de 2001 a 2010 sea de 4.4%, para el sector residencial y 5.5% para el total nacional. Esta tendencia aunada a la existencia de por lo menos 4.9 millones de mexicanos que no cuentan con este servicio genera la necesidad de un aumento en la oferta eléctrica. La demanda máxima de energía eléctrica o demanda pico diaria ocurre entre las 18 y las 22 horas, lo cual indica que está directamente relacionada con el consumo de energía residencial.

Por otra parte CFE enfrenta serias restricciones presupuestales lo que obliga a la búsqueda de alternativas para el financiamiento del sector eléctrico, entre otras, la autonomía presupuestal y de gestión.

En el debate sobre el futuro de la industria eléctrica en México uno de los ejes principales de la polémica ha sido el financiamiento de los programas de expansión del servicio público de electricidad, los cuales están a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y, en mucho menor medida, de Luz y Fuerza del Centro (LFC), las dos

empresas públicas del sector. Es claro que el elemento central de la cuestión es el precio que se cobra a los usuarios, ya que toda firma saludable debe sustentar su operación y expansión en un nivel adecuado de ingresos propios, independientemente de que su régimen de propiedad sea público o privado.

En ese sentido las tarifas que se cobran al sector residencial plantean un problema, ya que están fuertemente subsidiadas y podrían socavar la viabilidad financiera de las empresas encargadas del suministro. Se requiere, entonces incrementar el precio de las tarifas, sin embargo surgen varias interrogantes: ¿qué bloques son los que requieren un incremento? ¿en cuánto debe ser dicho incremento? ¿cuáles bloques deben permanecer subsidiados?

El objetivo de este trabajo es analizar las tarifas eléctricas del sector residencial o doméstico, resultando su relación con los subsidios. La intención es entender la situación por la que atraviesan dichas tarifas, proponer opciones que permitan elevar su racionalidad, teniendo en cuenta las restricciones y objetivos sectoriales así como un desarrollo sustentable del país.

Por una parte las tarifas eléctricas deben, al mismo tiempo, cubrir los costos y una serie de principios que algunas veces son contradictorios entre sí. Por otro lado, una buena cantidad de los consumidores, en especial en el sector residencial, no son capaces de cubrir los costos respectivos, por lo que inherente a las tarifas de este sector se encuentra el subsidio, el cual debe ser equitativo, transparente y eficiente.

Por la complejidad del tema no es factible encontrar una solución única por lo que se tienen varias opciones con sus ventajas y desventajas. Además las tarifas eléctricas, así como los precios de todas las energías, son muy susceptibles de modificarse por una gran cantidad de factores involucrados, algunos de ellos, inclusive son aleatorios. Por ello es necesario delimitar el análisis y considerar sólo aquellos factores que se consideren más importantes.

En el análisis de costos se utilizan las cifras de la CFE, empresa pública dominante en la prestación del servicio público.

Este trabajo está estructurado en tres capítulos. En el primero se analiza desde un punto de vista teórico los elementos fundamentales que deberán tomarse en cuenta para diseñar una política de precios. Se comentan primero las características técnicas y económicas principales de cualquier empresa eléctrica, se hace referencia a los principales costos involucrados, así como la forma en que se puede construir un sistema de administración de precios de la electricidad. Finalmente, en este capítulo se revisan los principales principios que se deben tomar en cuenta al diseñar las tarifas.

Con base en los planteamientos elementales que se esbozaron en el primer capítulo, en el segundo se inicia la discusión sistemática sobre el tema específico de la tarificación eléctrica en nuestro país, cuya empresa eléctrica, constituida como monopolio público no ha acertado a conciliar un funcionamiento adecuado con los requerimientos macroeconómicos que le ha impuesto el Estado a través de sus distintos gobiernos ya que



sigue enfrentándose a serias restricciones presupuestales, lo que ha mermado en la calidad del servicio. Se muestran las principales características del Sistema Eléctrico y se comenta en detalle la estructura de las tarifas, haciendo especial énfasis en precios, costos y subsidios.

El tercer capítulo se enfoca al análisis exclusivo de los precios y subsidios en el sector residencial. Se analiza la estructura de estas tarifas y las principales características del subsidio que se otorga a este sector consumidor. Se describen y analizan detalladamente algunas propuestas hechas por especialistas que permiten corregir la problemática de las tarifas eléctricas del sector residencial.

---

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

# **I. Tarifas de la energía eléctrica en una industria monopólica y verticalmente integrada.**

La teoría neoclásica de la producción toma generalmente como ejemplo bienes que presentan condiciones de fabricación y almacenamiento idealizadas. Es evidente que cada teoría requiere un espíritu de simplificación. Desde hace muchos años se sabe que la producción de un bien necesita tres insumos: materias primas, capital y trabajo. La electricidad es producida también a partir de estos insumos, sin embargo resulta claro que se trata de un bien diferente ya que, por ejemplo, no se puede almacenar.

Considerando que es un bien se debe vender a un determinado precio en el que se debe cubrir, por lo menos, su costo de generación, de transmisión y de distribución. Sin embargo, por las características tan especiales de esta industria, la asignación de precios a este bien es una tarea bastante compleja.

En este capítulo se analizarán las principales características de las tarifas de la energía eléctrica en una industria monopólica y verticalmente integrada como la que tenemos en nuestro país. Se hace énfasis en los principales aspectos teóricos básicos en los que se debe basar una estructura bien diseñada de tarifas eléctricas.

## **1. Tarifas basadas en costos marginales.**

Una forma de diseñar las tarifas eléctricas se basa en los costos marginales de la electricidad. En esta sección se detallan las principales características técnicas y económicas tanto de la electricidad como de la industria eléctrica. A continuación se analizan los costos involucrados en el diseño de las tarifas eléctricas y se detalla un ejemplo del cálculo de costo marginal por kWh. Con base en lo anterior se está en posibilidades de entender como se implementa un sistema de administración de precios de la electricidad, mencionando los principios en los que debe basarse. Finalmente se comentan las ventajas y limitaciones que tiene un sistema de precios de la electricidad desde el punto de vista de la generación y del lado del consumidor.

### **1.1. Características técnicas y económicas de la industria eléctrica.**

La electricidad es un bien y la industria eléctrica es la que lo proporciona, cada una de ellas tiene características bien definidas. Las principales características de la electricidad son:

- La electricidad no se puede almacenar económicamente en las cantidades que se requieren y debe ser producida en el momento en que se requiere.
- La demanda varía en el día, en la semana y en la estación del año.
- La oferta varía según las condiciones climáticas; en sistemas con una elevada componente hidroeléctrica las sequías pueden reducir la oferta significativamente.
- Debido a la variabilidad de la oferta y la demanda, y a la imposibilidad de almacenamiento, se requiere de una reserva sustancial de capacidad de generación para preservar la continuidad durante los períodos de demanda máxima.
- La electricidad necesita de una red para hacerla llegar del lugar donde se produce al lugar donde se consume.

- La electricidad es un bien y su transporte obedece a leyes físicas precisas (leyes de Kirchhoff).
- La electricidad aún no tiene sustitutos para la mayoría de los usos.
- La electricidad es un bien fundamental e imprescindible en las sociedades modernas, éstas dependen cada vez más de ella. Todos la necesitamos y no la podemos dejar de consumir (demanda altamente inelástica en el corto plazo). El costo de su escasez es muy alto.
- Sin electricidad la economía y actividades sociales vitales se detendrían, la electricidad tiene un carácter estratégico.

La industria eléctrica a la que da origen la electricidad tiene las características particulares siguientes:

- Es una industria de infraestructura, y por lo tanto, intensiva en capital, de ahí que los costos fijos son muy altos con respecto a los costos variables.
- Es una industria de red, por lo tanto con segmentos de monopolio natural, con economías de escala, secuencia y alcance. Cabe destacar que las economías de escala en las plantas de generación han disminuido pero no desaparecido. Para los sistemas eléctricos que crecen rápidamente, como el nuestro, ello es relevante pues permite obtener precios reducidos al instalar grandes centrales dentro de una planeación centralizada. Así mismo, la integración de actividades en una sola empresa, el caso de CFE y LFC permite aprovechar economías de secuencia y alcance.
- Es una industria con importantes costos hundidos, es decir costos irre recuperables que el competidor potencial debe realizar para que pueda establecerse en el mercado o que la compañía monopólica tiene que soportar cuando el mercado se abre a la competencia.
- Es una industria que utiliza bienes públicos y privados.
- Es una industria técnicamente elaborada y compleja.
- Es una industria contaminante por lo que está sujeta a estrictas regulaciones ambientales.

Las características técnicas y económicas de la industria eléctrica son restrictivas para la parte generadora, la cual tiene que considerar si el servicio que ofrece es de calidad. Estas restricciones son consecuencia, básicamente, del hecho que la demanda de electricidad es muy variable en el tiempo y que esta energía no se puede almacenar<sup>1</sup>.

Se conoce como capacidad la potencia máxima a la que puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario dependiendo del estado de los equipos, en la industria eléctrica generalmente se mide en kW (kilowatt). La energía es la que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores) con el fin de abastecer la energía de las ventas, las pérdidas en la transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación, en la industria eléctrica se acostumbra medir en kWh (kilowatt-hora).

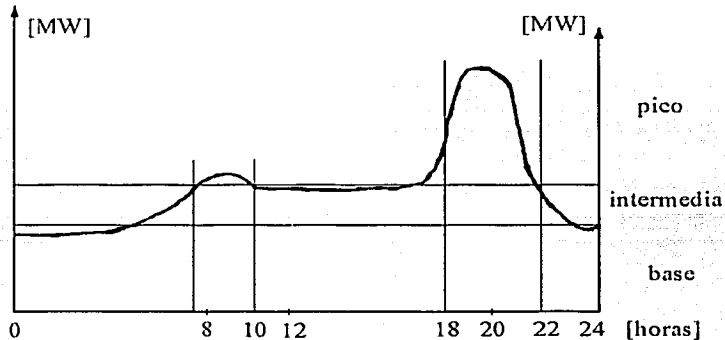
<sup>1</sup> Angelier, J. P., "Electricity Pricing", en *Energy Pricing: Methodology and selected case studies*, Asean-EC Energy Management Training and Research Center, Bangkok, julio de 1995.

*Demanda*

Un usuario de electricidad puede usar tanta energía como quiera en cualquier momento del día, esto significa que la demanda es altamente irregular. La industria tiene una alta demanda de potencia tanto de día como de noche, algunas en forma continua, otras en forma escalonada, dependiendo del tipo de planta y de su producción. La demanda de electricidad en servicio comercial es más regular, por ejemplo durante las horas de oficina, aunque pueden variar considerablemente de acuerdo con la estación del año. La demanda de servicio doméstico depende de los aparatos utilizados para iluminación, calefacción y aire acondicionado; esta demanda varía fuertemente de acuerdo con el momento del día y el periodo del año.

Estas variaciones en la demanda pueden adicionarse o cancelarse proporcionando una curva de carga dependiendo de la red de distribución eléctrica. Es decir, en forma simple, en un determinado día del año, gráfica 1, la curva de demanda tiene un pico en la demanda (que dura unas cuantas horas del día), una meseta o zona intermedia (de aproximadamente 10 horas al día) y una base (tanto en el día como en la noche). Entre más grande sea la red, en términos del número de usuarios, la curva será más aplanada, sin embargo esto no quiere decir que el pico desaparezca. Como cualquier industria de red, la industria eléctrica obtiene beneficios significativos de las economías de escala.

Gráfica 1. Ejemplo de una curva de carga diaria.



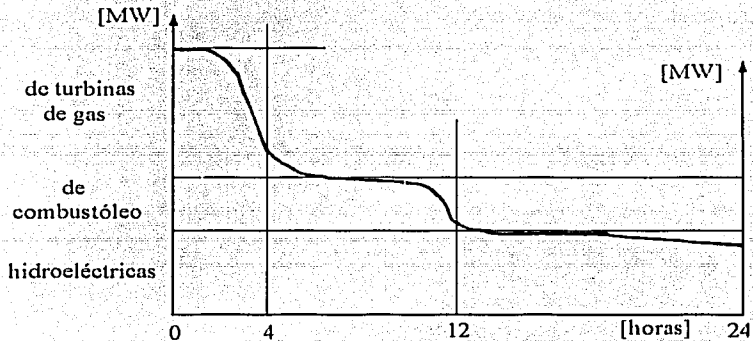
No todos los usuarios tienen el mismo peso en la red eléctrica. Los grandes usuarios industriales demandan grandes cantidades de capacidad y de energía, la cual es proporcionada a una alta tensión (150 kV y 60 kV, por ejemplo), mientras que los usuarios domésticos tienen una capacidad y demanda bajas, proporcionado a una tensión baja (220 o 127 V). El papel de la red de transmisión y distribución es proporcionar la cantidad y calidad de la energía eléctrica cuando es requerida. La mayoría de consumidores industriales representan una gran parte de la potencia y energía demandada mientras que los consumidores domésticos solamente necesitan pocos kW de potencia.

*Oferta*

La energía eléctrica puede ser generada de varias formas, dependiendo de la energía disponible en un país, de los costos de producción de cada planta y de las características técnicas de las diferentes formas de generación, ver figura 2. La demanda de la carga de base es cubierta por centrales que son capaces de trabajar continuamente, por ejemplo centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas que utilizan carbón o combustóleo, plantas geotérmicas o centrales nucleoeeléctricas. Estas centrales no son muy flexibles, es posible variar su salida pero sólo en un intervalo pequeño, no pueden arrancarse y detenerse en un momento. Desde un punto de vista económico estas plantas se caracterizan por una gran inversión cuya amortización constituye la mayoría del costo de la electricidad generada, por lo tanto entre mayor tiempo esté la planta trabajando menor costo representará.

El pico de demanda es cubierto por centrales que pueden arrancar y detenerse rápidamente, por ejemplo centrales hidroeléctricas de agua almacenada, centrales de turbinas de gas, etc. Estas centrales entran en operación durante un periodo corto de tiempo en el día lo que significa que los kWh que produce son muy caros.

Gráfica 2. Curva diaria de carga y diferentes tipos de plantas eléctricas.



Para estar en posibilidad de cubrir tanto la demanda base como la del pico, en forma económica, cualquier red eléctrica debe incluir ambos tipos de centrales. Debe tener la capacidad de satisfacer ambos tipos de demanda y debe poder generar la cantidad requerida de energía en cualquier momento.

Estas características técnicas y económicas de la oferta y la demanda significan que el costo de la oferta de electricidad difiere enormemente dependiendo de la demanda habitual de los consumidores, así como del día y el momento en el que la energía es requerida; en una red el costo promedio puede variar de uno a cuatro.

Una red eléctrica es eficiente si puede proporcionar servicio a todos sus consumidores en el momento que lo requieran y al costo social más bajo posible. Este balance puede lograrse incrementando las plantas generadoras pero también, en la medida de lo posible, canalizando la demanda a las fuentes de electricidad más baratas. Uno de los papeles de las tarifas es influir en la demanda de esta manera.

## 1.2. Costos de oportunidad social de la electricidad.

De todas las formas de energía, el precio de la electricidad es la que ha necesitado los cálculos teóricos más elaborados. La estructura teórica en la que los precios de la electricidad están basados es el balance del monopolio, es decir precios basados en costos marginales.

En los últimos años ha quedado claro que el establecimiento de precios basados en costos marginales no puede orientar, por sí solo, la demanda del consumo hacia una estructura en la que los costos cubran al menos la generación de electricidad, por lo tanto es necesario que los incentivos de la tarifa se complementen con medidas que incrementen la eficiencia de los sistemas eléctricos.

Resumiremos en forma breve la estructura teórica de referencia en el cual se basa el costo social de oportunidad de la electricidad. La industria eléctrica es una industria de red con economías de escala, entre mayor sea la demanda de energía, la red de distribución será utilizada con mayor intensidad y menor será el costo promedio de cada kWh generado. Bajo estas condiciones el proceso de competencia dentro de la industria eléctrica se orienta hacia un monopolio. En este caso el monopolio público es más eficiente que uno privado<sup>2</sup>. El principio básico detrás de un buen sistema de tarifas es la necesidad de mantener la viabilidad de un monopolio público, en esta situación óptima, la electricidad debe ser vendida a su costo marginal de producción y suministro.

Antes de entablar una discusión sobre la fijación de un precio justo de la electricidad recordaremos brevemente los principios de fijación de los precios de un bien comerciable que sugiere la teoría neoclásica. Esta teoría "centra todo su análisis sobre el principio de la asignación óptima de recursos".<sup>3</sup> Esta hipotética e ideal "asignación óptima" proviene del equilibrio de un mercado donde se alcanza un óptimo de Pareto. Para entender este óptimo, recordemos que es "suficiente" que exista un mercado de competencia pura y perfecta que presenta las siguientes cuatro características fundamentales: atomicidad, fluidez, homogeneidad del producto y transparencia.<sup>4</sup> En un mercado como éste, el precio de venta de un bien producido es igual a su costo marginal y la misma lógica se aplica a los factores de producción. Este precio está determinado de manera exógena y ningún agente del mercado, comprador o vendedor, ejerce influencia sobre su nivel.

<sup>2</sup> Angelier, J. P., op. cit.

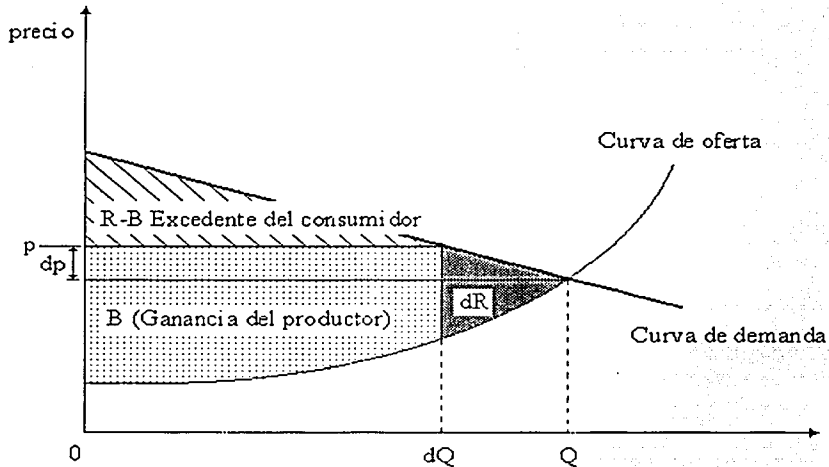
<sup>3</sup> J. Percebois, Dossier Méthodologique (copia mimeográfica) l'IEJE; Grenoble, 1977; citado en: Breceda Lapeyre, Miguel, "Precios de la Electricidad: un debate teórico para los países en vías de desarrollo", en *Problemas del Desarrollo*, Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, Núm. 77, junio de 1989.

<sup>4</sup> Goffin, Robert, *Analyse micro-économique*, Dallaz, París, 1985, pp. 139-140; citado en: Breceda Lapeyre, op. cit.

En una situación de monopolio que, según los términos mismos de la teoría neoclásica es ineluctable (por ejemplo en la teoría del monopolio natural), el precio de venta de un bien no es igual a su costo marginal de producción: el objetivo del monopolista —maximizar su ganancia— lo conduce a maximizar su excedente en detrimento de aquel del consumidor.<sup>5</sup>

La figura 3 ilustra el razonamiento anterior. Supongamos que  $dR = \sum p_i dQ_i$  representa la variación del valor excedente, siendo la diferencia entre el valor de la producción ( $dQ_i$  positivos) y el de los insumos ( $dQ_i$  negativos). Este excedente no coincide con el excedente del productor,  $B = \sum P_i dQ_i$ , y, por lo tanto,  $dB = \sum P_i dQ_i + \sum Q_i dP_i = dR + \sum Q_i dP_i$ .

Gráfica 3. El excedente del productor y del consumidor.



El segundo término de esta expresión representa la variación del excedente del consumidor, es decir, la variación entre la curva de la demanda y la recta horizontal del precio. El máximo de bienestar ( $dR = 0$ ) es alcanzado cuando el precio es igual al costo marginal, pero este punto representa la ganancia máxima del productor ( $dB = 0$ ) solamente si el precio de venta es fijo ( $dP = 0$ ).

Normalmente el vendedor monopolista modifica el precio, siendo  $dP \neq 0$ , y sólo la intervención del Estado puede transferir una parte de la ganancia del monopolio hacia el consumidor. Este mecanismo es automático cuando al monopolista se le obliga a ajustar su

<sup>5</sup> Percebois, op. cit., p. 3; citado en: Breceda Laperre, op. cit.



precio de venta sobre su costo marginal. Entonces el monopolio "puro" se convierte en monopolio "público". La teoría neoclásica propone entonces, que tanto en un mercado de competencia pura y perfecta como en un mercado de monopolio (modificado), el precio de venta de un bien debe corresponder a su costo marginal. Este resultado constituye el principio básico de la tarificación a costo marginal.<sup>6</sup>

### *Costo marginal.*

El costo marginal es el costo de generar el último kWh utilizado en la red. Desde el punto de vista de corto plazo, suponiendo una capacidad de generación y de transmisión determinadas, el costo marginal es el costo del combustible necesario para generar una oferta adicional, considerando que la red no está saturada. Cuando la red está saturada, la parte generadora tiene que tomar medidas excepcionales para cubrir la demanda: importar energía, bajar la tensión, suspender el servicio a algunos consumidores (apagones). En este caso el costo marginal del kWh podría ser el costo de la falla en la red, es decir, el costo de no proporcionar el servicio al consumidor. Este es un costo abstracto que es difícil definir.

Desde la perspectiva de largo plazo, por ejemplo en una situación en la que la parte generadora puede modificar la capacidad de generación y transmisión para cubrir un incremento en la demanda, el costo marginal de la electricidad, es decir, el costo de proporcionar un kWh adicional, puede ser calculado como sigue: para cubrir la demanda adicional es necesario anticipar una inversión planeada completa, así el costo marginal de largo plazo igualará su costo anticipado, o con mayor precisión, el costo de completar y empezar la generación de electricidad un año antes de lo planeado de una planta capaz de generar un kWh adicional.

### *Costo anticipado.*

El costo anticipado es la suma de los siguientes tres elementos:

- El costo descontado de inversión necesario para satisfacer el último kWh de demanda adicional de electricidad (suponiendo que la parte de generación de electricidad tiene una inversión de capital la cual le permite ganar intereses a una tasa igual a la tasa del descuento real).
- La amortización de una inversión anticipada en un año.
- Los cargos fijos de explotación y mantenimiento relacionados con la operación de esta inversión anticipada, para cada kWh generado.

Para obtener el total del costo marginal de largo plazo, cualquier costo del combustible debe ser agregado al costo anticipado calculado hasta aquí.

<sup>6</sup> Breceda Lapeyre, op. cit.

**El costo de oportunidad de la electricidad**

El costo marginal de largo plazo = el costo anticipado  
 = costo descontado de la inversión anticipada  
 + amortización de la inversión anticipada durante un año  
 + cargos fijos de explotación y mantenimiento  
 + costo del combustible.

*Costos marginales de corto y de largo plazo.*

A diferencia del costo marginal de largo plazo, el de corto plazo presenta mayor dificultad para trabajar con él. Sin embargo puede demostrarse que para un nivel óptimo de capacidad instalada, los costos marginales, de corto y de largo plazo, de la electricidad son los mismos. Si este no es el caso, hay dos explicaciones posibles:

- si el costo marginal de corto plazo está por encima del costo marginal de largo plazo el nivel de capacidad instalada no es el óptimo, una inversión adicional reducirá el costo de generación de oferta adicional.
- si el costo marginal de corto plazo está debajo del costo marginal de largo plazo, significa que el nivel de la capacidad instalada no es óptimo porque sería posible generar un kWh adicional por menos si la última inversión no ha sido hecha, el nivel de la capacidad instalada es muy grande para la demanda.

Por esto, cuando el nivel de la capacidad instalada es óptimo, los costos marginales de corto y de largo plazo son iguales. Para calcular el costo de oportunidad social de cada kWh, es posible, entonces, calcular su costo marginal de largo plazo, el cual dependerá de las características existentes y potencial para el desarrollo de cada una de las redes específicas.

**1.3 Ejemplo del cálculo de costo marginal por kWh.**

Para ilustrar el significado del costo marginal de largo plazo y sus características mostraremos un ejemplo el cual representa una versión bastante simplificada de la situación a la que se enfrenta la industria eléctrica. Lo que haremos será demostrar la lógica y la consistencia del establecimiento de precios basado en los costos marginales, un ejemplo más realista y por tanto más complicado puede perder de vista el objetivo. Nos enfocaremos únicamente a la parte de generación de la red, ya que en la transmisión y distribución de la electricidad se tienen distintos niveles de costo, debido tanto a la tensión como a la magnitud de la carga suministrada, independientemente del momento de suministro.

*Cálculo del costo por kWh.*

Supongamos una red eléctrica en la cual, en 1995, el sector residencial consume 7.2 TWh y el sector industrial 15 TWh. La demanda pico es 500 MW durante 4 horas al día, la

demanda intermedia es 1000 MW durante 12 horas y la demanda de base de la carga es 1000 MW durante el período de 24 horas, esto se ilustra en la tabla 1. El pico de demanda es cubierto con centrales de turbinas de gas, la demanda intermedia con centrales termoelectricas que utilizan combustóleo y la demanda base con centrales termoelectricas que utilizan carbón.

Se prevé que para el año 2005, esta demanda será de 10 TWh para el sector residencial y 21 TWh para el industrial. La demanda de potencia será de 900 MW para el pico (4 horas/día), 1375 MW para la carga intermedia (12 horas/día) y 1500 MW para la carga de base (24 horas/día).

TABLA 1

TENDENCIA Y PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD Y DE LAS NECESIDADES DE INVERSIÓN EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN			
Energía	Pronóstico de la demanda		
		1995	2005
Residencial	Número de consumidores (millones)	6	7
	Consumo unitario (kWh/año)	1200	1430
	Consumo total (TWh)	7.2	10
	Industria		
Industria	Número de consumidores (millones)	0.8	1
	Consumo total (TWh)	15	21
Capacidad	Demanda total (TWh)	22.2	31
	Pico (4 horas por día)	500	900
	Intermedia (12 horas por día)	1000	1375
	Demanda base (24 horas por día)	1000	1500
Programa de inversión necesaria para cubrir el incremento en la demanda			
Para la demanda pico: turbinas de gas (4x100 MW)			
Para la demanda intermedia: plantas de combustóleo: (3x125 MW)			
Para la demanda base: plantas de carbón: (2x250 MW)			

Fuente: Angelier, J. P. op. cit.

Para cubrir este incremento en la demanda, será necesario instalar: 4 turbinas de gas adicionales, con capacidad de 100 MW cada una, para cubrir la demanda pico; 3 plantas de combustóleo, cada una con capacidad de 125 MW para la demanda intermedia y 2 plantas de carbón de 250 MW cada una para cubrir la demanda base.

El precio del costo del kWh para estas centrales nuevas se estima en 13.05 cent. de dólar/kWh para las turbinas de gas, 6.78 cent. de dólar/kWh para las plantas de

combustóleo y 4.28 cent. de dólar/kWh para las plantas de carbón, esto se muestra en la tabla 2. Estos precios de los costos reflejan el precio de generación promedio por kWh para cada parte de la demanda.

TABLA 2  
CÁLCULO DEL PRECIO DEL COSTO DEL kWh DE ACUERDO A LA PLANTA

Tasa de descuento:  $i = 10\%$

Costo del combustible	Precio (\$/l)	Poder calorífico (kcal/kg)	Eficiencia (kcal/kWh)	Costo (cent./kWh)
Gasoil (turbina de gas)	250	10100	3000	7.42
Combustóleo	140	9600	2300	3.36
Carbón	50	6500	2900	2.23

Características técnicas y económicas de la planta generadora

	Tiempo de vida (años)	Costo de inversión (\$/kWh)	Costo de mantenim. (cent./kWh)	Tiempo de operación (horas/día)
Turbina de gas	30	500	2	$4 \times 365 = 1460$
Planta de combustóleo	30	1000	1	$12 \times 365 = 4380$
Planta de carbón	30	1200	0.6	$24 \times 365 = 8760$

Precio del costo del kWh de acuerdo con la planta generadora:

$$\text{precio}_{\text{turbina de gas}} = \frac{50000}{1460} \times \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} + 2 + 7.42 = 13.05 \text{ c\$/kWh}$$

$$\text{precio}_{\text{combustóleo}} = \frac{100000}{4380} \times \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} + 1 + 3.36 = 6.78 \text{ c\$/kWh}$$

$$\text{precio}_{\text{carbón}} = \frac{120000}{8760} \times \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} + 0.6 + 2.23 = 4.28 \text{ c\$/kWh}$$

Fuente: Angelier, J. P., op. cit. Nota: datos en dólares.

*Cálculo de los costos marginales por kWh.*

El costo marginal de un kWh para cada parte de la demanda está calculado con base en los costos anticipados y agregándole el costo del combustible por cada kWh, ver tabla 3. Esto proporciona la siguiente información: 16.47 cent. de dólar/kWh para las turbinas de gas (para la demanda pico), 9.06 cent. de dólar/kWh para las plantas de combustóleo (para la demanda fuera de pico) y 5.65 cent. de dólar/kWh para las plantas de carbón (demanda base). Estos costos marginales representan el costo social de oportunidad por kWh, de acuerdo con el periodo de tiempo en el que son generados y consumidos. Esta información

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

indica los costos reales para cubrir las necesidades de los consumidores en las diferentes situaciones y sirven como base para calcular las tarifas eléctricas.

TABLA 3

CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DEL kWh en cent./kWh

	Turbina de gas (demanda pico)	Planta de combustóleo (demanda fuera de pico)	Planta de carbón (demanda base)
Costo de inversión descontado (K/h x i)	50000/1460x0.1 =3.42	100000/4380x0.1 =2.28	120000/8760x0.1 =1.37
Amortización del primer año	50000x0.1061/1460 =3.63	100000x0.1061/4380 =2.42	120000x0.1061/8760 =1.45
Costos de mantenimiento	2	1	0.6
Costos de combustible	7.42	3.36	2.23
Costo marginal	16.47	9.06	5.65
Nota: costo promedio	13.05	6.78	4.28

$$\frac{K_i}{1 - (1+i)^{-n}} \times \frac{1}{h}$$

K = inversión total, en c\$/kWh  
 h = número de horas de operación de la planta por año  
 i = tasa de descuento real

Fuente: Angelier, J. P., op. cit. Nota: datos en dólares.

Esta información muestra que, en los tres casos, los costos marginales son más grandes que los costos promedio. Esto refleja una situación en la que la compañía de electricidad está operando con ineficiencia. Aquí, las tarifas basadas en costo marginal representarán una ganancia para la compañía, esta ganancia le permitirá financiar su crecimiento y hacer más grandes las inversiones que en el pasado.

Cuando se fija un precio tomando como referencia el costo marginal, el consumidor que puede cambiar la demanda del pico a la zona fuera del pico (meseta) o a la demanda base tendrá un incentivo par hacerlo ya que significará un ahorro considerable. Si todos los consumidores adoptaran esta actitud racional la demanda pico sería aplanada y la capacidad para generar la demanda base sería posible modificarla a factores de carga más grandes. Esto muestra como las tarifas basadas en costos marginales en combinación con un comportamiento de consumo racional hace posible conjuntar los intereses de consumidores individuales con intereses colectivos. Estas tarifas deben tener el efecto de cambiar el periodo de tiempo de la demanda de electricidad de manera que las inversiones produzcan que el kWh más barato (demanda base) sea totalmente utilizado, de ese modo se limitaría la necesidad de invertir en la forma de generación más cara (demanda pico). Además, el costo promedio total de electricidad ofrecida será el más bajo posible ya que varias centrales estarían operando a los factores de carga más grandes posibles. En la práctica las tarifas eléctricas deben estar basadas en la misma razón en las que se basan las tarifas de costo marginal.

TRABAJO CON  
FALLA DE ORIGEN

#### 1.4. Construcción de un sistema de administración de precios.

Una vez que la estructura efectiva de costos marginales de electricidad se ha establecido, el siguiente paso es decidir el sistema de administración de precios para la electricidad proporcionada basándose en un conjunto de principios, algunos de ellos en contradicción.<sup>7</sup>

##### *Principios.*

En primer lugar las tarifas eléctricas deben cubrir el criterio de efectividad. Como hemos visto el objetivo es vender la electricidad a su precio de costo social real, de manera que el consumidor cambie su demanda hacia el kWh que es más barato de generar. Pero cada kWh tiene su propio costo; esto significa agrupar aquellos consumidores que utilizan la electricidad generada bajo condiciones de costo similares y, entonces, establecer tantas tarifas como grupos identificados haya. La tarea no es simple ¿en qué características deben basarse los grupos?, ¿cuántas tarifas diferentes debe haber? ¿pueden presentar incompatibilidad con otros criterios?

En segundo lugar las tarifas de electricidad deben cubrir el principio de equidad: igualdad en el trato por un servicio público. Se observa que es complicado lograr esto. ¿Deben los consumidores nuevos pagar más? (en el entendido que su demanda necesita nuevas inversiones) ¿Deben pagar más los consumidores alejados de los centros de generación? (proporcionarles el servicio supone un costo mayor de transmisión y de distribución).

Además de esto, hay que agregar que el último puede entrar en contradicción con el anterior, ya que una equidad perfecta consiste en un precio único por kWh para cualquier consumidor, sin importar el tiempo o cantidad de energía eléctrica consumida. Una vez más sería apropiado agrupar aquellos consumidores cuyo suministro esté dentro de la misma banda de costo de generación.

Tercer principio: las tarifas deben asegurar que la compañía eléctrica pueda balancear su presupuesto. Este criterio puede parecer más fácil de lograr que los anteriores; sin embargo, implica una desviación del principio de eficiencia: si la compañía de electricidad está incrementando su eficiencia, las tarifas de costos marginales producen un déficit para el sector de generación ya que el costo marginal está, entonces, por debajo del costo promedio. Por otro lado, si la compañía presenta un decremento en la eficiencia, el costo marginal estará por encima del costo promedio y fijar las tarifas eléctricas a sus costos de oportunidad producirán un superávit financiero para la parte generadora. Esta es otra razón para las tarifas, las cuales deben reflejar un compromiso entre diferentes criterios para un sistema razonable.

Cuarto principio: las tarifas deben ser prácticas. Esto significa que deben enviar una señal clara al consumidor, invitándolo a modificar su demanda apuntando a sus necesidades

<sup>7</sup> Angelier, op. cit.

bien identificadas, las cuales coinciden con las de la comunidad. Las tarifas no deben ser muy caras de implementarlas, la medición sofisticada únicamente debe ser utilizada cuando el consumidor realmente es sensible al precio y a una factibilidad técnica de cambiar su demanda a otro periodo de tiempo o a otra forma de energía según le convenga. Es una pérdida de tiempo producir tarifas múltiples y complejas si la información no es dada a conocer al consumidor o si éste último no tiene forma de reaccionar al mensaje del precio. Finalmente, para ser dignas de confianza, las tarifas deben ser estables durante un periodo de tiempo: deben incorporar gradualmente cualquier incremento en la productividad lograda si la red se expande, con una ganancia para los consumidores quienes han contribuido a esos incrementos y durante inflación los precios se deben incrementar regularmente a la misma tasa que los costos de la compañía eléctrica.

Un último criterio el cual aparece en el establecimiento de un sistema de administración de precios para la electricidad es el uso de tarifas como una herramienta para política energética, económica y social. Puede ser, por ejemplo, una manera de utilizar precios atractivos para invitar al consumo de electricidad generada localmente, la cual todavía no es competitiva pero llegará a serlo cuando la oferta está en una escala mayor. Un país con un potencial hidroeléctrico significativo únicamente puede desarrollarse con una gran inversión, por ejemplo, empezando a vender electricidad de origen termoeléctrico a un bajo costo con la idea de estimular la demanda, esto justificaría el desarrollo de su potencial hidroeléctrico a un costo bajo. Los precios bajos también pueden utilizarse para promover la posición competitiva de industrias específicas las cuales son consumidoras de energía de grandes escalas, por ejemplo la industria electroquímica y la electrometalúrgica, o, de nueva cuenta, incrementar el desarrollo rural.

Lo que necesitaremos recordar aquí es que debe establecerse una jerarquía entre los diferentes objetivos que se relacionan con los precios de la energía. La meta más importante es mantener la viabilidad financiera de los productores, ya que por sí misma esta viabilidad puede garantizar la oferta (no serían efectivas las tarifas que reduzcan la oferta energética o que hicieran más cara, socialmente, la energía). Los otros propósitos de la política energética deben tener prioridad sobre propósitos de política social o económica; son preferibles objetivos asignados a un grupo bien definido y actores identificados que objetivos generales, en muchas ocasiones vagos, cuyas realizaciones no se pueden probar o medir.

Tratar de compaginar estos criterios es intentar lo imposible, por eso es que hay mucha diversidad entre las tarifas utilizadas en diferentes países.

#### *Implementación.*

El acercamiento descrito anteriormente se enfoca y proporciona prioridad al criterio de eficiencia de las tarifas eléctricas, tratando de considerar lo más posible los otros criterios.

La primera etapa consiste en la demanda planeada y un desarrollo planeado del sistema eléctrico de manera que se cubra el incremento en la demanda.

La siguiente etapa es calcular los costos marginales de las principales formas de generación de electricidad, para determinar la estructura de la tarifa y calcular los ingresos que generarían dichas tarifas.

Después de esto, se consideran las necesidades financieras en términos de la operación y crecimiento del sistema eléctrico y se ajustan las tarifas de manera que aseguren la viabilidad financiera de la compañía eléctrica. En forma paralela a este ajuste, las tarifas pueden ser modificadas adicionalmente para integrar las metas de las políticas energética, económica y social que no hayan sido consideradas anteriormente asegurándose que la eficiencia económica en conjunto no sea afectada.

Se deben evitar dos riesgos en este acercamiento: el costo promedio y las tarifas de valor útil. Los precios de costo promedio aseguran la viabilidad financiera de la utilidad de la electricidad, cubre el criterio de tratamiento igual a los consumidores en términos del servicio proporcionado, pero difiere dramáticamente del criterio de eficiencia, ya que el consumidor no sabe, a partir del precio, que es un costo real a la sociedad. Utilizar el precio de valor útil también se aparta de la meta de eficiencia, en contraposición promueve metas de política energética, pero sobre todo, de políticas económicas y sociales. Los consumidores cautivos pagan un precio por arriba del costo de electricidad mientras que los consumidores que no son cautivos (por ejemplo aquellos que todavía no son usuarios, aquellos que pueden utilizar formas de energía alternativas o aquellos que pueden producir su electricidad propia) se les ofrece un precio debajo del costo. Esto produce desperdicio e inequidad y entonces debe ser evitado.

Como puede verse no existe un método único para establecer un sistema de administración de precios que cubra los criterios de eficiencia de tarifas de costos marginales. Sin embargo, hay algunos principios que deben ser respetados.

En el caso de las industrias que consumen grandes cantidades de electricidad, el precio es un indicador básico el cual o bien conduce la demanda hacia los intervalos de tiempo en los que la electricidad es generada al menor costo, o bien hacia otras formas de energía. La tarifa debe tomar ventaja de la elasticidad del precio en la demanda: Entonces, es posible concebir una tarifa la cual, por un lado, distingue entre el costo de la capacidad utilizada y el costo de la energía proporcionada y, por el otro lado, identifica las horas o bandas del día cuando la energía será más cara o más barata. Este tipo de tarifa es absolutamente indispensable si queremos protegernos de picos masivos en la demanda de energía en momentos inapropiados que afecten la operación de toda la red. Además esto es muy sencillo de implementar ya que sólo involucra un número pequeño de consumidores.

Para grandes consumidores que utilizan media y baja tensión también puede introducirse una tarifa basada en la misma estructura con bandas de tiempo más simples. Medir el consumo es caro y los beneficios de tarifas más complicadas no siempre justifican su costo.

Desde el punto de vista energético, no es adecuado fijar las tarifas eléctricas de acuerdo con el uso de la energía (agricultura, servicios públicos, transporte) como se hace en la práctica. Estas tarifas diferentes no hacen nada para mejorar la eficiencia del sistema



eléctrico y no hay ninguna prueba de que manipulaciones en el precio logren las metas económicas y sociales establecidas.

Para los consumidores de pequeña escala, las tarifas simples funcionan mejor, ya sea considerando la carga permanente y el precio de la energía o bien, simplemente el consumo por kWh.

Para resumir, las tarifas proporcionan un incentivo cuando su demanda es verdaderamente elástica en el precio y el consumidor puede reaccionar a las señales en el precio. No vale la pena tratar de hacer que las tarifas sirvan como incentivos cuando esto sea muy caro en términos de la medición de energía proporcionada o ineficientes porque los consumidores no tengan posibilidad de reaccionar ante las señales del precio. El mantenimiento de la viabilidad financiera de la parte generadora sigue siendo de suma importancia.

#### *La tarificación en bloques.*

Todo precio o tarifa de electricidad contiene, para cada cliente, una "estructura binomial que irradia el doble uso o utilidad técnica del servicio otorgado a cada usuario".<sup>8</sup> Esta dualidad consiste básicamente en el consumo de energía en kWh y en la potencia que se requiere. Dicho de otro modo la dualidad consiste en la potencia suscrita y el uso de esa potencia para un cliente dado.

Las llamadas tarifas binomiales surgen precisamente de esta dualidad. Estas tarifas tienen la intención de señalar al consumidor cuánto "cuesta" su patrón de consumo, mostrándole el precio del kWh en función de dos variables: su potencia suscrita P y su energía consumida C.

La factura del cliente es entonces  $T(C,P) = \alpha P + \beta C$ , donde  $\alpha$  llamada tasa de prima fija o cargo fijo, se aplica a la potencia suscrita P y  $\beta$  llamado precio proporcional o cargo variable, se aplica a la energía consumida C.<sup>9</sup>

En teoría, podría diseñarse una tarifa separada para cada cliente, pero en la práctica la complejidad de esta tarifa se ve limitada por las dificultades de medición, los problemas de facturación. Un principio incuestionable de tarificación es aquel de la "transparencia" de las facturas eléctricas que se le presentan al consumidor y se refiere a la claridad con la que la llamada señal tarifaria es emitida para que el consumidor pueda reaccionar en el sentido deseado por el productor.

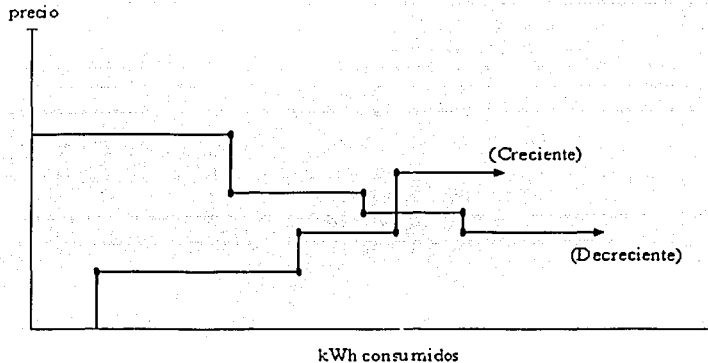
Para el Banco de México, las tarifas de dos bloques que consiste en un bloque social subvencionado, seguido por otro "normalmente" facturado, sería una tarifa adecuada en la

<sup>8</sup> Monnier, "La tarification de l'Electricité en France", *Económica*, París, 1983, p. 49; citado en: Breceda, op. cit.

<sup>9</sup> Michael Francony et. al., "Principes de Tarification de l'Electricité en France", (en) P. D4060-3, citado en: Breceda, op. cit.

mayor parte de los casos para los países en vías de desarrollo.<sup>10</sup> Un gran número de bloques de consumo tendería a complicar las facturas y posiblemente confundiría a los consumidores según este mismo organismo. En la figura 4 se ilustran las llamadas tarifas de bloques (crecientes y decrecientes). Las tarifas de bloques crecientes son el cierto modo una sofisticación del modelo de precios subvencionados.

Figura 4. Tarifación en bloque creciente y decreciente.



Bien diseñada, la tarifación de bloques crecientes podría resultar sumamente adecuada en los países en vías de desarrollo. Sobre todo si se pudieran instaurar precios de kWh por encima del costo marginal de largo plazo a consumidores de altos ingresos.

La tarifación de bloque decreciente ha sido históricamente la más utilizada y aún se utiliza en muchos países, especialmente para los consumidores domésticos y consumidores menores a los que se les mide solamente su consumo, generalmente mensual, de kWh. La lógica de esta forma de tarifación es la siguiente:

- La empresa recupera algunos de los costos fijos del consumidor a través de un precio elevado en el primer bloque, aunque su consumo sea bajo.
- Este primer bloque corresponde al costo elevado de satisfacer la demanda de pico.
- Los bloques siguientes, consumo fuera de pico, pueden venderse a un precio relativamente menor.

Se supone que con esta tarifación la empresa fomenta el consumo creciente, el cual se puede traducir en economías de escala en la producción. Con esta tarifación se puede practicar también una discriminación de precios para extraer un ingreso máximo de consumidores que consumen poca electricidad y que observan elasticidades-precio de la demanda relativamente bajas.

<sup>10</sup> Breceda, op. cit.

Sin embargo la tarificación de bloque decreciente presenta varios defectos. Uno de los más importantes es que si alguno de los bloques significa un precio de kWh menor al costo marginal de largo plazo estricto, una señal equívoca se le emite al consumidor y se puede generar un consumo innecesario y un despilfarro.

En realidad esta tarificación es "altamente regresiva"<sup>11</sup> pues penaliza a los consumidores de bajos ingresos que en general, consumen poca electricidad y terminan pagando, en promedio, precios más altos por kWh.

Las estructuras tarifarias pueden variar regionalmente en un mismo país dependiendo de las condiciones específicas de la producción, transporte y distribución. Los avances tecnológicos en la rama eléctrica permitirán desarrollar aparatos de medición que podrán medir el consumo según la hora del día o incluso regular el suministro eléctrico de tal manera que se puedan aplicar tarifas más detalladas.

### 1.5. Ventajas y limitaciones.

En los Estados Unidos, antes de la desregulación, la mayoría de las compañías eléctricas basaban sus tarifas promedio en costos contables, un principio que tiene dos desventajas. La primera es que el consumidor no conoce el precio real de la energía que consume y no tiene incentivos para economizar o mover su demanda hacia formas de generación de electricidad que sean más baratas para la sociedad. La segunda es que las compañías se encuentran frecuentemente en déficit ya que el valor de sus amortizaciones contables se deprecian con la inflación y no pueden recuperar la cantidad necesaria para establecer centrales de generación adicionales.

Las tarifas basadas en costos marginales hacen posible evitar estos riesgos. Estas tarifas establecen que el precio de venta de la electricidad depende del momento y día en que es utilizada la energía, es decir de acuerdo con el costo de producción marginal. Dichas tarifas son consideradas como medios adecuados para influir en la demanda de manera que se utilicen de la mejor manera las centrales generadoras existentes y reduce la necesidad de inversiones para aumentar la capacidad.

Sin embargo, la administración por el lado de la demanda, se enfoca en un elemento que es nuevo para países que ya han adoptado tarifas basadas en costos marginales. ¿Por qué razón las tarifas, las cuales pueden mejorar la eficiencia del sistema energético y beneficiar tanto al consumidor como al generador de electricidad, no producen espontáneamente una mejora radical en la forma en que el sistema eléctrico trabaja, simplemente a través de las fuerzas del mercado?

La respuesta a esta pregunta se encuentra en que el mercado no es perfecto, lo que significa que las tarifas solas no son suficientes para generar una mejora radical en el sistema eléctrico. Se necesitan adicionalmente otras medidas para lograr la eficiencia buscada.

---

<sup>11</sup> Munasinghe and Wardford, "Electricity Pricing, Theory and Case Studies", World Bank, Johns Hopkins, University Press, USA, 1982, citado en: Breceda, op. cit.

*Del lado de la generación.*

Desde el punto de vista de la generación, los límites de las tarifas basadas en costos marginales se encuentran en la imposibilidad de lograr un acoplamiento perfecto entre todos los objetivos que las tarifas óptimas, se supone, pueden lograr. El óptimo es, de hecho, una situación teórica, es un punto de referencia el cual sirve como base para lograr el segundo mejor sistema de precios.

Otro problema se deriva del hecho que el costo marginal de largo plazo, como es calculado por la compañía eléctrica, no toma en cuenta externalidades sociales negativas causadas por la generación de electricidad, una preocupación creciente en la mayoría de los países industrializados.

*Del lado del consumidor.*

Los consumidores también son responsables de algunos de los problemas de eficiencia de las tarifas basadas en costos marginales. La mayoría de las compañías consumidoras de electricidad dedican una pequeña porción de su presupuesto a la compra de electricidad. Esto significa que su demanda no es elástica en el precio en cuanto a electricidad se refiere. Por lo tanto no son sensibles al mensaje dado por el precio.

Similarmente, cuando una industria necesita invertir para modificar el tiempo de su demanda de electricidad, o reducirla, basa su decisión en el tiempo que le toma recuperar su inversión, el periodo lo fija en no más de unos cuantos meses. Esto significa que la mayoría de las instalaciones no serían consideradas inversiones rentables.

Más aún, falta información de tecnologías de producción y consumo que logran un mejor uso de la electricidad; lo que no permite al consumidor poder escoger entre tecnologías existentes.

*Mejoras.*

Mientras que las tarifas basadas en costos marginales forman la parte medular de la Administración por el lado de la demanda, se necesitan varios pasos para mejorar la efectividad del sistema de precios. Estas medidas incluyen lo siguiente:

Ya sean públicas o privadas, todas las compañías eléctricas son controladas por el gobierno. Con el fin de mejorar la eficiencia de los sistemas eléctricos, autoridades reguladoras pueden solicitar a las compañías eléctricas proveer oportunidades de inversión posibles para cubrir el incremento en la demanda y hacerlos adoptar la opción que sea más barata socialmente. De hecho, no es prioritario para las compañías eléctricas la búsqueda de la reducción del consumo de electricidad ni limitar el crecimiento en su facturación.

La demanda de electricidad parece tener un precio más elástico cuando, en una tarifa de dos partes (la más común) el papel del precio de la energía (precio por kWh) es

más importante que el precio por capacidad (carga por kWh). Es importante, entonces, examinar los cargos de la tarifa que se mueven en esta dirección, sin olvidar la lógica de la estructura de los precios basados en costos marginales.

Para proporcionar un servicio equitativo para todos, las tarifas eléctricas incluyen, generalmente, un elemento compensatorio con los consumidores urbanos, participando en los costos de transporte y de distribución los cuales son, normalmente, atribuidos a los consumidores rurales quienes son los más lejanos de las centrales generadoras. Con la idea de mantener el principio de equidad, sería necesario tomar acciones prioritarias para mejorar la eficiencia de la utilización de la electricidad con el beneficio de los consumidores al reestructurar las tarifas.

Por definición, los costos externos no se contabilizan en las compañías eléctricas en el cálculo de costos marginales; el Gobierno debe estimar estos costos externos (contaminación, seguridad del suministro) y alentar a las compañías eléctricas para integrar estos costos en sus tarifas, como en el caso de los productos petroleros.

El Gobierno puede establecer también un sistema de normas de eficiencia para aparatos eléctricos las cuales pueden ser utilizadas por manufactureros y por usuarios.

En términos de mejorar la eficiencia del sistema eléctrico es posible, también, promover la investigación y el desarrollo para mejorar el desempeño de las tecnologías existentes para generar y para consumir electricidad, y para acelerar el desarrollo de tecnologías nuevas. En esta área debe establecerse una relación muy estrecha entre los actores de manera que se pueda mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Esto debe ser bajo la autoridad del Gobierno ya que los intereses de los actores involucrados no siempre coinciden.

Puede alentarse a las compañías eléctricas a contribuir al financiamiento de las inversiones de los consumidores, lo cual representa una ventaja para la compañía eléctrica (reducción de la inversión para la generación y en la disminución de costos de la red) así como para los consumidores (reducción de las facturas eléctricas) y para la comunidad (recursos financieros y energéticos disponibles para otros usos).

Si los consumidores conocen como reaccionar ante las diferencias de precio ofrecida, las tarifas constituirán un mensaje efectivo. Por lo tanto los consumidores deben tener toda la información que necesitan del costo de la energía que consumen. Esta es información que la parte generadora de electricidad puede proporcionar. También deben tener información de la eficiencia eléctrica de sus aparatos, posibles sustitutos de estos últimos y costos aproximados de la utilización de los sustitutos.

Todas estas medidas complementarias están diseñadas para mejorar el desempeño y fomentar el crecimiento racional del sistema eléctrico, considerando las limitaciones en la efectividad de las tarifas. Entre las tarifas, aquellas que se basan en el principio de igualdad y en costo marginal de suministro son reconocidas como las más efectivas.

## **2. Principios de Tarificación.**

Una vez establecidas las bases teóricas y los principios en los que se debe basar, al menos teóricamente, una estructura de precios de un sistema eléctrico, en esta sección se detallarán las principales funciones que debe cumplir una tarifa así como las etapas que deben seguirse para la elaboración de esta última.

### **2.1 Funciones de una tarifa.**

La tarifa tiene tres funciones principales: la financiera, la económica y la política-social. La función financiera se refiere al nivel tarifario que permite asegurar el financiamiento de los costos de explotación y de inversión. La función económica se relaciona con la estructura tarifaria. Se habla de estructura y no simplemente de un precio uniforme del kilowatt-hora (kWh), dado que éste es un bien que entre sí es físicamente idéntico, pero espacial y temporalmente diferente. La elaboración de una estructura tarifaria se basa en dos principios: la neutralidad, es decir, la igualdad de tratamiento entre los clientes y el costo marginal que representa el costo para la colectividad del suministro marginal suplementario. La función política-social es consecuencia de la importancia del sector eléctrico dentro de la economía nacional y del carácter de servicio público de la distribución eléctrica. La tarifa es, a menudo, un instrumento utilizado por los poderes públicos para acompañar a las políticas industriales o para efectuar la redistribución del ingreso.

La elaboración de una tarifa requiere de la presencia de una trilogía de actores: por un lado se encuentran los poderes públicos que representan el interés nacional, cuyos objetivos son el de constituir un instrumento que contribuya a la política económica global, en consideración de sus aspectos energéticos e industriales y satisfacer los requerimientos eléctricos de la población al menor costo; por otro lado se sitúa el interés individual que busca el precio más bajo posible, ver que se aplique una tarifa equitativa, procurar que se establezca una estructura tarifaria estable y comprensible y por último se tiene a la empresa, representante del interés, en algunos casos, del monopolio público, y en otros, del consorcio privado cuya función es ofrecer un servicio sin dificultades económicas y financieras, mantener, renovar y desarrollar su parque de generación, considerando adecuadamente los tiempos necesarios para su construcción y funcionamiento así como utilizar los equipos de producción en consideración de la eficiencia técnica deseable.

### **2.2. Principales etapas en la elaboración de una Tarifa.**

La primera etapa es el análisis del sistema eléctrico existente el cual comprende analizar la demanda, la oferta y la situación financiera y estructural.

La segunda etapa comprende las proyecciones a mediano plazo y la determinación de las componentes económica y financiera de las tarifas.

La tercera etapa se refiere a la elaboración de las tarifas objetivo y de las de transición.

### *Estudio económico.*

El propósito de los tres objetivos dictados por la teoría económica: satisfacción de la demanda, minimización del costo de producción y venta a costos marginales deben asegurar la coordinación entre las decisiones de la empresa y la de los clientes, es decir, debe efectuarse una regulación del sistema oferta-demanda, tanto para la planificación como para la tarificación.

Existen dos conceptos de costo marginal: el de corto y el de largo plazo. El costo marginal de corto plazo es el costo suplementario que implica la producción, el transporte y la distribución de un kWh adicional, en un año dado, cuando la capacidad del equipo es fija. En cambio, el costo marginal de largo plazo es aquel correspondiente a los mismos rubros anteriores, pero en el que el productor puede ajustar el tamaño de sus equipos, dado que la demanda está suficientemente distante en el tiempo, permitiéndole realizar estas modificaciones.

Para la fase de producción, se prefieren emplear los costos marginales de corto plazo; por el contrario para la distribución deben utilizarse los costos de largo plazo.

La tarifa es una señal que debe orientar las decisiones de los consumidores, transmitiéndoles, lo más fielmente posible, el costo de dichas resoluciones. Sin embargo resulta imposible transmitir una señal diferenciada en cada instante, en función de los sucesos aleatorios que afectan el ajuste de la oferta a la demanda. Las personas que establecen las tarifas deben repartir equitativamente el costo marginal sobre los grupos horario-estacionales, al interior de los cuales las variaciones son mínimas.

Una tarifa binomial horaria generalmente se justifica para una gran parte de los clientes industriales, cuando los costos marginales de producción varían sensiblemente en el tiempo. A la inversa, los usuarios domésticos requieren de estructuras tarifarias simples debido a su gran número, a su bajo consumo unitario y a la gran rigidez de su comportamiento.

Existe un método para la aplicación de los costos marginales a los parámetros tarifarios denominado "Método general". La aplicación de este método requiere de un conjunto importante de datos que contemplen, tanto los diferentes elementos del sistema de producción, transporte y distribución, como las distintas categorías de consumidores. Se basa en la utilización de la curva que da el costo total (costo de potencia y de energía), en función de la duración de empleo de la potencia suscrita. Es decir, la asignación de los costos marginales (costo de producción y de redes a cada nivel de tensión) a los parámetros tarifarios (potencia y energía en varios periodos horario-estacionales) se hace a partir de las tangentes a la curva de costo, para cada período (horario-estacional) y para cada nivel de tensión.

En la práctica y como primer paso, es necesario construir estas curvas de costos, para cada tipo de cliente y para cada periodo horario-estacional, en función de las energías y la potencia demandadas en cada uno de estos lapsos (horario-estacional) y de la estructura

de consumo, o sea, la participación al desarrollo de las capacidades del parque de producción y de los elementos de la red hasta la tensión de expedición.

El cálculo de los costos de energía no presenta dificultad dado que, es suficiente conocer las energías consumidas en cada periodo horario-estacionario y su participación en los costos correspondientes, incrementado por el nivel de las pérdidas acumuladas desde el nivel de producción hasta la tensión de suministro.

Por el contrario, el cálculo de los costos de potencia es compleja, dado que debe evaluarse la participación de los clientes al desarrollo de las capacidades, para los diferentes periodos horario-estacionales.

Esta estimación requiere de un buen conocimiento de las características del ajuste de la oferta a la demanda, particularmente, el referente a la energía y a la potencia, tanto las involucradas en los diferentes niveles del sistema (producción, líneas de alta, media y baja tensión y transformadores alta/media y media/baja tensión) como las que demandan cada categoría de clientes. Dicha información se adquiere a través de campañas de medición sistemática, que se realizan en los diferentes puntos de la cadena, que va desde la producción hasta el consumidor final.

A partir de las energías liberadas y de las curvas de carga obtenidas en esas campañas, se calculan las probabilidades de asociación de los clientes tipo a los diferentes niveles del sistema y, sus respectivas responsabilidades en la formación de las cargas máximas que transitan en los diferentes elementos del sistema, de los cuales depende la capacidad de los equipos necesarios.

El costo de la potencia se obtiene aplicando el nivel de responsabilidad en el desarrollo de las capacidades del parque de producción y de los elementos de la red, así como los costos límites correspondientes a las pérdidas acumuladas, desde la producción hasta la tensión de suministro.

Existe otro método para aplicar los costos marginales a los parámetros tarifarios llamado "Método simplificado". Éste se utiliza cuando es insuficiente el conocimiento de las características del ajuste de la oferta a la demanda. La hipótesis de base es la de considerar que el comportamiento aleatorio del cliente juega un papel secundario dentro del desarrollo de los elementos del sistema, situados antes del punto de conexión.

Esta hipótesis es válida si se supone que el número de clientes alimentados con la energía que transita en esos elementos es suficientemente elevada, para que el margen de irregularidad relacionado con las variaciones aleatorias del consumo global sea relativamente reducido, en comparación con la demanda media.

#### *Estudio financiero.*

La determinación de las estructuras tarifarias, a partir de los costos marginales, no es mas que una primera etapa dentro de la elaboración de una tarifa, que no toma en cuenta



más que la función económica. Es necesario entonces introducir la función financiera y ajustar de nuevo las tarifas.

Los recursos que se obtendrán al aplicar una tarifa económica a un costo marginal rara vez son compatibles con los objetivos financieros de la empresa, por lo que adicionalmente se deben considerar los parámetros siguientes:

i) Tasa de actualización. El cual refleja la escasez del capital en la economía nacional y, donde su utilización garantiza una asignación óptima de los recursos disponibles, a las diferentes alternativas de inversión.

ii) Costo de desarrollo / costo medio. El cálculo económico se refiere sólo a los equipos en desarrollo, en tanto que el financiero relaciona al conjunto de los equipos existentes con los del futuro. Cuando las actividades de producción, transporte y distribución de la electricidad se ejercen dentro de las condiciones de rendimiento de escala, los costos de los equipos futuros son diferentes de los existentes.

iii) Moneda constante / moneda corriente. Los cálculos económicos se realizan en moneda constante, mientras que los financieros se hacen en divisa corriente. Ello introduce distorsiones de la estructura de costos, dado que ciertos elementos del cálculo financiero son insensibles a la inflación.

iv) Precios sombra / precios reales. La utilización de los precios sombra en el estudio económico responde a la voluntad de corregir los precios reales vigentes en el mercado local.

#### *Otros estudios.*

i) Integración de restricciones políticas y sociales. La inclusión de estas limitantes implica el "ajuste" social y político que conducirá a una tarifa objetivo, misma que se introduce provocando un mínimo de distorsiones, particularmente en la tarificación de los consumos cuyo potencial de desarrollo es más elevado.

ii) Tarifas de transición. La comparación entre la tarifa en vigor y la tarifa objetivo muestra si es posible la aplicación directa de ésta última o si se debe efectuar progresivamente durante un periodo más largo, cuando es grande la diferencia entre la estructura y el nivel de las tarifas existente y la objetivo.

iii) Seguimiento de la tarifa. Se ha visto que la demanda reacciona más que proporcionalmente a la tarifa; ello significa que es necesario incorporar estas reacciones a la previsión de la demanda, seguir la evolución de la demanda después de la aplicación de una nueva tarifa y reajustar, a menudo, el nivel financiero en función de las diferencias que aparecen entre lo previsto y lo que realmente sucede.

En general, se tiene siempre la tendencia a sobreestimar las influencias de las tarifas en el corto plazo, pero a subestimarlas en el largo plazo.

## Conclusiones.

Debido a la variabilidad de la oferta y la demanda y a que no se puede almacenar, la electricidad requiere una reserva importante de capacidad de generación. Es un bien fundamental e imprescindible y su demanda es altamente inelástica en el corto plazo. La industria eléctrica es, por su naturaleza, monopólica, sus costos fijos son muy altos con respecto a los variables, además utiliza bienes públicos y privados. Todo lo anterior hace que el establecimiento de tarifas de energía eléctrica sea una tarea sumamente compleja y difícil.

La estructura teórica en la que los precios de la electricidad están basados es el balance del monopolio, es decir, precios basados en costos marginales. El principio básico detrás de un buen sistema de tarifas es la necesidad de mantener la viabilidad de un monopolio público, en esta situación óptima, la electricidad debe ser vendida a su costo marginal de producción y suministro.

En un sistema eléctrico diseñado y operado óptimamente, la aplicación de los precios de venta a costos marginales, tanto para la energía como para la potencia, debe asegurar los ingresos suficientes para cubrir todos los costos. Sin embargo, generalmente en la práctica esto no es posible debido a que los sistemas eléctricos en operación son el resultado de su evolución histórica, que no cuenta, necesariamente, con un diseño óptimo y los incrementos de potencia se hacen en cantidades discretas, lo que conduce a una condición efímera del óptimo del sistema.

Básicamente un sistema de precios de la electricidad debe basarse en cinco principios: deben ser efectivas, es decir establecer grupos de consumidores que utilizan la electricidad bajo condiciones de costos similares; deben ser equitativas, igualdad en el trato por un servicio público; deben garantizar que la compañía eléctrica pueda balancear su presupuesto; deben ser prácticas, su implementación debe ser posible y finalmente deben ser una herramienta para una política energética, económica y social.

Vale la pena mencionar que estos criterios son, en ocasiones, contradictorios y además el establecimiento de tarifas eléctricas en un país no puede basarse únicamente en los cinco principios descritos, en esta implementación entran muchos otros factores destacando los políticos que pueden modificar sustancialmente la propuesta original.

Todo precio o tarifa de electricidad contiene, para cada cliente, una estructura binomial que consiste básicamente en el consumo de energía y la potencia que se requiere. Esto origina que las tarifas eléctricas de un sistema estén estructuradas en bloques de consumo.

Los límites de las tarifas basadas en costos marginales se encuentran en la imposibilidad de lograr un acoplamiento perfecto entre todos los objetivos que las tarifas óptimas, se supone pueden lograr. El óptimo es, de hecho, una situación teórica, es un punto de referencia el cual sirve como base para lograr el segundo mejor sistema de precios.

## **II. Precios en el sistema eléctrico nacional.**

En este capítulo se hará una descripción detallada de la estructura tarifaria en nuestro país, estructura vigente hasta enero de 2002. Se discute la estructura que tienen, así como su relación detallada con los precios, costos y subsidios. Se consideran los grupos de tarifas de todo el sistema eléctrico, es decir, las de servicio doméstico, comercial, industrial, alumbrado público, bombeo de agua y riego agrícola. Se analiza, también, en detalle la evolución de las tarifas a precios constantes, el consumo de energía y el número de usuarios en el periodo del año 1969 al 2000.

## **1. El Sistema Eléctrico Nacional.**

En esta sección se analizarán las principales características del Sistema Eléctrico Nacional. Se analiza también que actores intervienen en la elaboración de las tarifas eléctricas en nuestro país, además se comenta cómo es la organización y la regulación de la industria eléctrica en México.

### **1.1. Oferta y demanda.**

En las últimas décadas, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a un ritmo acelerado. En 1960 la capacidad de generación instalada en México era de 3,021 MW<sup>12</sup> y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí. A partir de entonces, el SEN se ha desarrollado en el marco de un proceso de planificación que tiene como objetivo mejorar continuamente las condiciones del suministro.

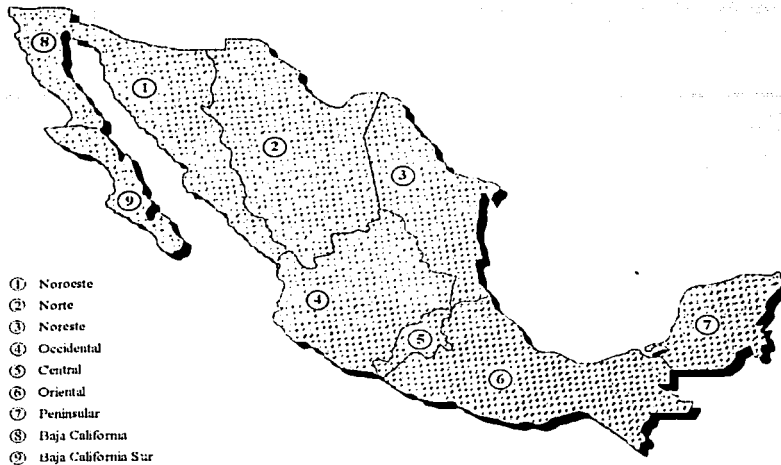
Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), la interconexión de sistemas, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, así como el aprovechamiento de la energía geotérmica, la energía nuclear, el carbón y, de manera incipiente, la eólica; de la misma manera, el uso de tarifas con diferenciación horaria.

Para la planeación de la capacidad, el SEN se divide en nueve áreas, como se muestra en la figura 5.

Las siete primeras se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que cubre prácticamente todo el macizo continental y la península de Yucatán; las otras dos áreas, que corresponden a la Península de Baja California, permanecen como sistemas independientes, debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas. Sin embargo, el sistema eléctrico de Baja California tiene interconexiones con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos de América (EUA). Esto le ha permitido a la CFE realizar transacciones internacionales de energía con varias compañías eléctricas de EUA y recibir apoyo en caso necesario.

<sup>12</sup> "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006", Secretaría de Energía, septiembre de 1997.

Figura 5. Áreas del Sistema Eléctrico Nacional.



La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa a partir de ocho centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ubicado en la Ciudad de México, D. F.

Las nueve áreas en que se ha dividido el SEN para su planeación, corresponden a las áreas de control de los centros regionales, con excepción de las dos áreas de la península de Baja California, cuya operación es responsabilidad de un solo centro regional, localizado en Mexicali.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico se han logrado los siguientes beneficios:

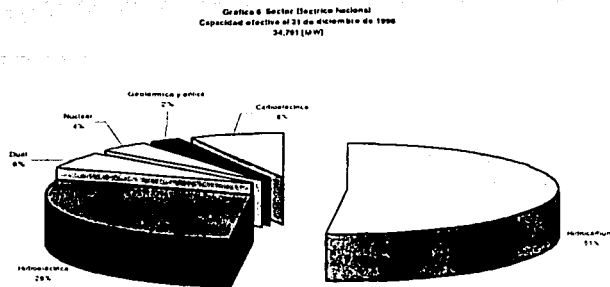
- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- Hacer posible el intercambio de energía entre regiones, de manera que resulten menores costos de producción para todo el conjunto.
- Incrementar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

El sistema de generación está integrado por un conjunto de centrales generadoras de diferentes tipos, que utilizan distintos combustibles o fuentes de energía primaria. A diciembre de 1996, la capacidad instalada total alcanzó la cifra de 34,791 MW<sup>13</sup> distribuida en las diferentes áreas.

<sup>13</sup> Idem.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

En la figura 6 se muestra la participación de la capacidad instalada por tipo de generación.



Las principales centrales de generación se pueden agrupar en seis tipos:

i) Centrales hidroeléctricas. El mayor desarrollo se encuentra en la cuenca del río Grijalva, en el sureste del país, y está integrado por las centrales Belisario Domínguez (Angostura), M. Moreno Torres (Chicoasén), Malpaso y A. Albino Corzo (Peñitas). La capacidad total del conjunto es de 3,900 MW y representa 39% de la capacidad hidroeléctrica en operación a diciembre de 1996. Otro desarrollo importante es el de la cuenca del río Balsas, localizado al sur del país. Las centrales que integran este conjunto son: C. Ramírez Ulloa (Caracol), Infiernillo y J. Ma. Morelos (La Villita), con un total de 1,895 MW. En 1994 entró en operación la central Aguamilpa Solidaridad, con 960 MW. Esta central se localiza en el estado de Nayarit en la cuenca del río Santiago. Entre 1995 y 1996 entraron en operación dos unidades de 211 MW de la central L. Donald Colosio (Huites) y en 1996 entraron en operación dos unidades de 146 MW de la Central Fernando Hiriart (Zimapan).

ii.) Centrales de generación con base en hidrocarburos.

La energía termoeléctrica generada a partir de hidrocarburos proviene de centrales de diferentes capacidades y tecnologías. El combustóleo se emplea principalmente en unidades de carga base, que se encuentran localizadas fundamentalmente en los puertos o en la proximidad de las refinerías de Petróleos Mexicanos (PEMEX). El gas se utiliza en las centrales ubicadas en las áreas metropolitanas del Distrito Federal y Monterrey, así como para alimentar las unidades de ciclo combinado. El diesel es utilizado en unidades que operan durante los períodos de carga pico y en las que abastecen la demanda en zonas aisladas. Entre las principales centrales de combustóleo se encuentran Manzanillo, con 1,900 MW de capacidad y Adolfo López Mateos (Tuxpan) con 2,100 MW.

iii) Centrales carboeléctricas. El desarrollo carboeléctrico se encuentra localizado en el estado de Coahuila y corresponde a las centrales de J. L. Portillo (Rfo Escondido) con 1,200 MW y Carbón II con 1,400 MW en operación.

iv) Centrales duales. Una central carboeléctrica con flexibilidad para quemar combustible y/o carbón es la Presidente P. Elías Calles (Petacalco), localizada en el estado de Guerrero, aproximadamente 25 km al noroeste de la ciudad Lázaro Cárdenas, Michoacán, con 2,100 MW de capacidad.

v) Centrales geotermoeeléctricas. El mayor aprovechamiento de energía geotérmica se encuentra en la central de Cerro Prieto en las cercanías de Mexicali, Baja California, con 620 MW de capacidad, que representan 83.3% del total de la capacidad geotermoeeléctrica en operación del país. El 16.7% restante se encuentra en Los Azufres, Michoacán y Los Humeros, Puebla.

vi) Central nucleoeeléctrica. La central nucleoeeléctrica Laguna Verde se localiza en el municipio de Alto Lucero, Veracruz. La primera unidad, de 654.5 MW entró en operación en septiembre de 1990, la segunda unidad, también de 654.5 MW, inició su operación comercial en abril de 1995.

La fuente de energía primaria que tiene una mayor participación en la generación de electricidad son los hidrocarburos. Las fuentes alternas son la hidroelectricidad, el carbón, la nucleoelectricidad, la geotermia y la energía eólica. En 1996 se generó un total de 151,889 GWh, de los cuales el 58.6% correspondió a los hidrocarburos, el 20.7% a hidroelectricidad, el 11.7% al carbón, el 5.2% a nucleoelectricidad, y el 3.8% a geotermia y eólica.

Para los próximos años se prevé un incremento en el uso de los hidrocarburos, en particular del gas natural, propiciado por los bajos costos de las plantas de ciclo combinado y por sus altas eficiencias de conversión.

#### *Sistema de suministro.*

México tiene un sistema de electricidad moderno que está razonablemente cerca de los estándares de funcionamiento de Europa Occidental y los Estados Unidos.<sup>14</sup> El suministro de energía eléctrica cumple globalmente con los requisitos de continuidad, calidad y mínimo costo. México no conoce los racionamientos que fueron comunes en América Latina e incluso en algunos países industrializados: la capacidad de generación es adecuada para atender la demanda, el tiempo de interrupción por usuario ha venido disminuyendo continuamente; las variaciones de voltaje y frecuencia se mantienen dentro de rangos aceptables; los costos de suministro se cuentan por abajo del promedio mundial; y la tasa de cobertura alcanza el 95%, una de las más altas entre los países en desarrollo. En

<sup>14</sup> Joskow P., "¿Por qué reformar el sector eléctrico en México?", en Tovar Landa R., *Reforma estructural del sector eléctrico*, ITAM, Miguel Angel Porrúa, México D.F., 2000, citado en: CEPAL, "Retos y posibles soluciones para el sector eléctrico mexicano", (LC/MEX/L.505), México, D. F., diciembre de 2001.

2000 la capacidad de generación de sector público ascendió a 36 268 MW y la generación bruta a 188 165 GWh.<sup>15</sup> La generación privada fue de 28 000 GWh.

Sin duda esos avances pudieran haber sido más importantes si no se hubieran recortado, retrasado o postergado las inversiones necesarias para mejorar las características de la infraestructura y elevar sus parámetros de confiabilidad, seguridad y calidad. Las restricciones presupuestarias, la decisión gubernamental de operar el SEN con bajos márgenes de reserva, así como el fuerte incremento de la demanda y la contención de la inversión como preámbulo a la transferencia del servicio público de electricidad al sector privado, propuesta al Congreso por la administración anterior a principios de 1999,<sup>16</sup> han derivado, entre otras, a las deficiencias siguientes:

- i. Descenso del margen de reserva por debajo de recomendable,<sup>17</sup> lo cual ha ocasionado algunos cortes de suministro en la región noroeste y noreste en 2000 y 2001, aplicados principalmente a los clientes interruptibles.<sup>18</sup>
- ii. Disminución en la disponibilidad de electricidad para nuevos usos, lo cual obstaculiza la instalación de nuevas industrias intensivas en el uso de la electricidad.
- iii. Insuficiencia de los enlaces del sistema interconectado nacional,<sup>19</sup> que no permiten aprovechar a plenitud la capacidad de generación, lo cual incrementa el

<sup>15</sup> La generación se apoya principalmente en los hidrocarburos (57%) y la energía hidroeléctrica (18%), el carbón (16%), la energía nuclear (6%), así como la geotermia y el viento (3%). El principal sector consumidor es la industria (60%) y el sector residencial (23%). Cifras preliminares. Véase: [www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx) (estadísticas).

<sup>16</sup> Por una parte, las inversiones realizadas por la CFE con recursos propios pasaron, en pesos constantes del 2000, de 20 706 millones de pesos en 1994 a 16 851 millones de pesos en el año 2000, lo que representa una disminución del 19% (Véase: Kessell G., "La mecánica de financiamiento del sector energético paraestatal", presentación electrónica, Subsecretaría de Ingresos, SHCP, mayo 2000). Por otra parte, la inversión financiada con ahorro privado ha sido inferior a lo programado en el presupuesto anual de egresos de la federación. El grado de cumplimiento pasó de 97.8% en 1997 a 83.8% en 1998, y a sólo 38.4% en 1999. En 1997 se tenía previstos 8 concursos pero sólo se realizaron 2, dejando los 6 restantes para 1998. De igual modo, en 1999 se tenía previstos 11 concursos, pero no se realizó ninguno. En el periodo 1996-2000 debieron licitarse 15.882 MW y sólo fueron solicitados 10,378 MW, lo cual significa 35% menos de lo previsto (Véase: Rodríguez-Padilla V., "Electricity Sector Crossroad", Institute of the Americas, San Diego California, agosto, 2000, <http://www.iamericas.com>).

<sup>17</sup> En agosto de 1998 la Junta de Gobierno de CFE decidió que la empresa debería operar con un margen de reserva del 27%, en lugar de los niveles superiores al 40% observado precedentemente, y un margen de reserva operativo del 6%, con la finalidad de hacer un mejor uso de los recursos disponibles y reducir inversiones. En el 2000 el margen de reserva promedió 26.2%. Con los proyectos que entrarán en vigor en 2002 y 2003 los márgenes se recuperarán por arriba de la cota establecida.

<sup>18</sup> Para limitar los inconvenientes la Junta de Gobierno de CFE aprobó un Programa de Contingencia en marzo de 2000, que incluye la instalación de dos plantas turbogas, anticipar la entrada en operación de tres centrales y sus respectivas redes de transmisión, la puesta en marcha de programas de ahorro y uso racional de energía eléctrica, así como el robustecimiento de la red de transmisión y la petición a los productores independiente de dar mayor celeridad a la construcción de centrales. Este es el segundo plan de emergencia en menos de tres años. El anterior fue el Plan de Acción Inmediata, que se puso en marcha en 1997 para paliar con la construcción de 5 centrales turbogas de 150 MW cada una, la subestimación del crecimiento de la demanda y la falta de inversión derivada de la difícil situación financiera de 1995-1996.



costo de producción de la energía eléctrica y reduce la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

- iv. Pérdidas relativamente elevadas en distribución, sobre todo en el área que atiende LFC, y, por lo tanto, un uso más intensivo de combustibles y mayores emisiones contaminantes.

Por otra parte, existe una importante brecha entre los indicadores de eficiencia, productividad, calidad de la electricidad y atención al cliente que observan CFE y LFC, siendo menores los de esta última.

De lo anterior se desprende el reto de construir las centrales que hagan falta para elevar el margen de reserva, modernizar la red de transporte y distribución para elevar los parámetros de eficiencia y confiabilidad, así como elevar y unificar los indicadores de eficiencia, productividad y calidad de las dos empresas del Estado que prestan el servicio público.

#### *Prospectiva.*

Entre 1989 y 1999 la demanda nacional de electricidad creció a un ritmo promedio anual del 5.0%. Las ventas del SEN y la demanda autoabastecida lo hicieron al 5.1 y 4.0%, respectivamente. Para los 10 años siguientes (2000-2010) se estima una evolución según tres escenarios.<sup>20</sup> Los rasgos más sobresalientes del escenario esperado o de planeación son los siguientes:<sup>21</sup>

- i. La demanda nacional crecerá a un ritmo anual del 6.6%, las ventas del servicio público al 5.9% y el autoabastecimiento al 13.7%. A pesar de esos ritmos diferentes la estructura de la demanda cambiará poco. El único fenómeno apreciable será una mayor participación del consumo autoabastecido que se elevará del 7.0 al 13.2%.
- ii. Dentro de las ventas de servicio público, el sector industrial será el más dinámico (6.8%), lo cual le permitirá elevar su participación en las ventas en 5 puntos porcentuales, hasta alcanzar 65.7%.<sup>22</sup>

<sup>19</sup> Por ejemplo, el sistema eléctrico del Área Noroeste opera de manera aislada del sistema interconectado debido a su configuración longitudinal.

<sup>20</sup> La CFE estima el crecimiento de la demanda de electricidad en función del desenvolvimiento del PIB, la población, la distribución del ingreso, el cambio tecnológico y los precios de venta. El factor de mayor peso relativo es el PIB.

<sup>21</sup> CEPAL, "Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano". (LC/MEX/L.505). México, D.F., diciembre de 2001.

<sup>22</sup> Cabe señalar que en los 10 años previos (1989-1999) los sectores que mostraron un mayor crecimiento de su demanda fueron el residencial y la mediana empresa (establecimientos industriales medianos y pequeños, así como comercios y servicios generales), con un incremento promedio anual de 5.9% y 6.3% respectivamente.

- iii. Se necesitarán construir 26,281 MW para servicio público, de los cuales el 89.5% será puesto a licitación para que sean construidos por el sector privado, esencialmente bajo la modalidad de productor independiente. Adicionalmente, las líneas de transmisión y las capacidades de transformación deben incrementarse en 33,115 kilómetros y 69,324 MVA, respectivamente.
- iv. El 88.0% de la nueva capacidad del SEN utilizará gas natural. La participación de ese energético en la electricidad generada con combustibles fósiles pasará de un 20 % en 1999 a un 62% en el año 2009. El 87.4% de la capacidad que será construida para el consumo autoabastecido utilizará gas natural.
- v. La generación del SEN observará un cambio estructural con respecto a la tecnología utilizada: las centrales de ciclos combinado ganarán peso, al pasar del 9 al 52%, a costa de las plantas térmicas convencionales y a las hidroeléctricas que verán reducirse su participación del 47 al 21% y del 18 al 10%, respectivamente. Esos movimientos se explican porque la expansión de mínimo costo del SEN se obtiene con la tecnología de ciclo combinado.
- vi. Los requerimientos de nuevas inversiones para el período ascienden a 531,945 mdp, equivalentes a 56.257 mdd.<sup>23</sup>

De lo anterior se desprende un reto fundamental para el sector eléctrico: el fondeo de las inversiones requeridas para modernizar y desarrollar el servicio público.

Por otra parte, se debe señalar que el programa de construcción de centrales del SEN conlleva importantes riesgos al estar fundado casi exclusivamente en el gas natural. Como se ha señalado, el sistema de suministro de este combustible se sustenta en cuatro flujos: yacimientos productores de petróleo, campos productores de gas no asociado, nuevos yacimientos que se prevé descubrir, gas importado de los Estados Unidos y Canadá.<sup>24</sup> De acuerdo con lo planeado el crecimiento del consumo en años venideros será cubierto principalmente con las dos últimas opciones.

El riesgo surge de tratar de producir un bien de uso generalizado y estratégico como es la electricidad con la producción nacional de yacimientos que aún no se descubren; o, alternativamente con la producción de zonas gasíferas de los Estados Unidos y Canadá en etapa avanzada de explotación en un contexto de creciente demanda interna, que dejan plantear serias dudas sobre la disponibilidad futura del energético para México.<sup>25</sup> La importación de gas natural licuado del Caribe, África u Oceanía sería ciertamente una

<sup>23</sup> Cifra utilizando un tipo de cambio de 9.4556 pesos por dólar. No se incluye los pagos a proyectos de inversión financiada contratados en años anteriores.

<sup>24</sup> Importación por razones logísticas en los estados de Baja California y Sonora, o económicas en los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas.

<sup>25</sup> Además se debe tomar en cuenta que la disponibilidad de gas en el mercado estadounidense no significa necesariamente que México tendrá acceso a ella. A principios de 2001 la empresa privada que suministra gas a las centrales de la CFE en Baja California suspendió sus entregas, acatando la orden federal de abastecer en forma prioritaria al estado de California, para no agudizar aún más los problemas energéticos que enfrenta ese estado desde el verano de 2000.

alternativa, que debe evaluarse, contrastando los riesgos, la rentabilidad y las ventajas y desventajas estratégicas, con los de invertir mayores recursos para cubrir el aumento de la demanda con gas nacional. El mercado internacional de turbinas de gas muestra, por su parte, escasez y una tendencia alcista de precios, derivadas de la extraordinaria demanda de estos equipos en todo el mundo. En suma, la estrategia basada exclusivamente en centrales de ciclo combinado y gas natural presenta múltiples ventajas, pero también conlleva importantes riesgos.<sup>26</sup>

La experiencia internacional de muchas décadas aconseja expandir un sistema eléctrico diversificando tecnologías de generación y suministro de combustible. En ese sentido, se pueden aprovechar los importantes recursos hídricos, eólicos, geotérmicos, con los que se puede generar electricidad a precios competitivos. La expansión del SEN brinda una excelente oportunidad para avanzar en uno de los principales objetivos de la política energética nacional, que es "aprovechar al máximo la riqueza en recursos energéticos con los que cuenta el país, utilizando criterios de desarrollo sustentable".<sup>27</sup> Tan sólo el potencial hidroeléctrico identificado asciende a 43 000 MW.

#### *Cambio estructural.*

En 1992 se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir al sector privado una mayor participación y cumplir así con los compromisos derivados de las negociaciones del TMLCAN. La intención de las autoridades era concentrar la inversión pública en la transmisión y la distribución, y dejar paulatinamente la generación en manos del sector privado. Las modificaciones giraron en torno a la definición de servicio público. De acuerdo con lo aprobado por el Congreso, no se considera servicio público el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la generación para emergencias y la generación que tenga por objeto vender la totalidad de la producción a la CFE, es decir, la producción independiente de electricidad -PIE-. Tampoco se considera servicio público la exportación de electricidad derivada de las modalidades anteriores y la importación para usos propios.

Así, se eliminaron las barreras jurídicas a la inversión privada en la generación y el comercio exterior, pero se mantuvo la estructura verticalmente integrada, la planeación central, la propiedad pública del SEN, así como la exclusividad de la CFE para comprar los excedentes de generación y prestar el servicio a los usuarios.<sup>28</sup>

<sup>26</sup> También debe considerarse que al aumentar el peso relativo del gas en el consumo de combustibles de generación las tarifas industriales acusarán los efectos de la volatilidad, de la cual ha estado relativamente aislada gracias a un parque compuesto principalmente por centrales térmicas usando combustóleo e hidroeléctricas.

<sup>27</sup> Secretaría de Energía, "El sector energía...", op.cit. La hidroenergía y la geotermia tienen reservas por 80 y 10.4 TWh/año, respectivamente (cifras estimadas para 1992-1993). Véase Pablo Mulas y Arturo Reinking "Compendio de información del sector energético mexicano", Programa Universitario de Energía, UNAM, noviembre de 1998.

<sup>28</sup> Cabe destacar que el autoabastecimiento, la cogeneración, la pequeña producción, la exportación y la importación se desarrollan espontáneamente por parte del sector privado. En cambio, la producción independiente se da en el marco del programa de obras de la CFE orientado a la modernización y expansión del SEN. La CFE lleva a cabo licitaciones públicas en las que los inversionistas privados

Aunque la conformación del marco regulatorio y normativo para aprovechar las posibilidades abiertas con los cambios en la ley tomó varios años,<sup>29</sup> los resultados obtenidos han sido sustantivos. Hasta agosto de 2000 se habían expedido más de una centena de permisos para nuevos proyectos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, exportación e importación, los cuales representan una capacidad de 9,676 MW e inversiones por 5,237 mdd.<sup>30</sup> Ese flujo de capital continuará ganando importancia. Las autoridades prevén que el aumento de la capacidad de generación entre 2000 y 2009 se basará casi completamente en el ahorro privado. En el caso de la electricidad para servicio público el sector privado realizará el 97.7% de las inversiones requeridas.<sup>31</sup> Pero no sólo se ha logrado atraer capital. Gracias a la competencia durante las licitaciones públicas, los potenciales productores independientes han propuesto precios bajos (de entre 2.4 y 3.4 centavos de dólar por kWh).

Aunque reconocen la importancia de esos resultados, las autoridades tutelares y regulatorias del sector, consideran que la participación del sector privado ha resultado insuficiente y se desarrolla en condiciones desfavorables para el gobierno bajo el marco legal e institucional actual.<sup>32</sup> Apoyan su conclusión en varias razones, algunas de ellas de naturaleza financiera.

- i. Las condiciones monopólicas y las limitaciones en el marco jurídico<sup>33</sup> hacen poco atractiva la inversión de capital privado en proyectos de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción.<sup>34</sup> Al no haber un mercado en el cual se puedan vender los excedentes en forma competitiva, esos proyectos sólo son rentables cuando el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios. Ello explicaría, en particular, el estancamiento de la cogeneración, a pesar de su enorme potencial de desarrollo.<sup>35</sup>

---

compiten por ganar el concurso y adjudicarse un contrato de largo plazo mediante el cual la empresa estatal compra potencia y energía (contrato PPA, por sus siglas en inglés *Power Purchase Agreement*).

<sup>29</sup> El primer proyecto de producción independiente no llegó a buen término sino hasta 1997, es decir cinco años después de la reforma a la ley.

<sup>30</sup> CRE, *Informe 1995-2000*, México D.F., octubre de 2000.

<sup>31</sup> Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico 2000-2009*, octubre 2000, citado en: CEPAL, "Retos y posibles soluciones...", op. cit.

<sup>32</sup> Dionisio Pérez Jácome, "El sector eléctrico mexicano", Mesa redonda "Energía en México", op. cit., citado en: CEPAL, "Retos y posibles soluciones...", op. cit.

<sup>33</sup> En la actualidad la CFE tiene la posibilidad de comprar capacidad y energía provenientes de proyectos privados sin licitación hasta por 20 MW. La compra de excedentes (energía económica) se realiza con base en el "costo total de corto plazo", de acuerdo a la metodología establecida por la CRE.

<sup>34</sup> Véase: CRE, *Informe 1995-2000*, op. cit. De acuerdo con Dionisio Pérez-Jacome, op. cit., hasta agosto de 2000 los proyectos que ya se encontraban en operación bajo esos esquemas representan 1,547 MW, de los cuales sólo 852 MW correspondían a nuevas inversiones y 695 MW a regularizaciones; en contraste la capacidad autorizada para el conjunto de modalidades en donde participa el sector privado ascendía a 14,635 MW.

<sup>35</sup> Hasta agosto de 2000 solamente 1,123 MW se encontraban en operación y 466 MW en construcción, contra un potencial técnico de entre 5,200 y 9,750 MW en la industria y 10,000 MW en Pemex. Véase Secretaría de Energía, "El sector energía...", op. cit.

- ii. Los esquemas en los que participa el sector privado en la expansión del servicio público no representan una verdadera inversión de capital por parte de los particulares, ya que el Estado asume los riesgos de la inversión.<sup>36</sup> Aunque en los nuevos contratos el inversionista privado asume cada vez más riesgos, por ejemplo el del abasto de combustible, sigue siendo el Estado el que asume el mayor de todos, al firmar un contrato *take or pay* del producto o de la obra. Además, una vez que los proyectos entran en operación se generan obligaciones de pago para el gobierno que deben preverse en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada año, por lo que se registran como deuda pública.<sup>37</sup>
- iii. Los contratos firmados con los productores independientes obligan a pagar el precio acordado en el contrato a lo largo de la vida del proyecto, por lo que el Estado no podría aprovechar una eventual reducción de costo de generación derivada del desarrollo tecnológico en los próximos años.<sup>38</sup>
- iv. CFE no genera suficientes recursos para soportar la importante expansión del consumo de electricidad que se espera en los próximos años ya que las tarifas son insuficientes al tener un subsidio importante.<sup>39</sup> La política actual de conceder subsidios generalizados a través de las tarifas está socavando la viabilidad financiera del sector.<sup>40</sup>
- v. El desempeño de las empresas del Estado no es óptimo.<sup>41</sup>

A partir de lo anterior una importante corriente de opinión, de la cual forman parte las altas esferas de la actual administración, considera que es necesario cambiar la estructura de la industria para atraer las inversiones que hacen falta para garantizar el abasto de energía, así como incrementar la eficiencia y la competitividad del subsector.

<sup>36</sup> Secretaría de Energía, "Propuesta de cambio..." op. cit., citado en: CEPAL, "Retos y posibles soluciones...", op. cit.

<sup>37</sup> De acuerdo con la normatividad vigente una pequeña fracción se registra como deuda directa y la mayor parte como deuda contingente.

<sup>38</sup> CRE, Informe 1995-2000, op. cit. Cabe destacar que ese problema se le presenta a todas las empresas con actividades en industrias pesadas con grandes periodos de maduración de las inversiones, sin importar la estructura de mercado. Además, el cambio tecnológico en los equipos de generación de electricidad no es tan dinámico como en otras industrias.

<sup>39</sup> Equipo de Transición Económica del Presidente Electo Vicente Fox Quesada, Coordinación para la Reorganización de la Industria Eléctrica, "Reorganización de la industria eléctrica nacional", presentación electrónica, México D.F., 5 de octubre de 2000.

<sup>40</sup> Secretaría de Energía, "Propuesta de cambio estructural...", op.cit., citado en: CEPAL, "Retos y posibles soluciones...", op. cit.

<sup>41</sup> Equipo de Transición Económica, op. cit. Esa conclusión no es compartida por todos los analistas. Por ejemplo, para Paul Joskow "es impresionante ver cuánto ha logrado la CFE, dadas las restricciones financieras en las cuales ha tenido que operar en los últimos años" (véase Joskow P, "¿Por qué reformar el sector eléctrico en México?", en Tovar Landa R., *Reforma estructural del sector eléctrico*, ITAM, Miguel Ángel Porrúa, México D. F., 2000).

## 1.2 Organización y regulación.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos confiere al Estado la propiedad de los recursos del subsuelo y su exclusividad en las áreas estratégicas de la economía, en particular, petróleo, gas natural, petroquímica básica, minerales radioactivos y generación de energía nuclear y electricidad. Asimismo, dispone que el Estado cuente con los organismos y empresas que requiera para el manejo eficaz de dichas áreas. En virtud de dichos preceptos el Estado asume la responsabilidad, a través de la Secretaría de Energía, de satisfacer la demanda nacional de energía, con un suministro suficiente y oportuno, y en las mejores condiciones de calidad, precio y modalidad de entrega.

Con la finalidad de compartir con el sector privado esa tarea, el gobierno modificó la legislación secundaria en materia de electricidad, petroquímica y gas natural durante de la década pasada (véase el Cuadro 1<sup>42</sup>). En un principio se estableció que la inversión privada sería sólo un complemento a la inversión pública, pero con el tiempo ese criterio se ha modificado y ahora el capital privado puede ser mayoritario en algunas áreas como generación de electricidad y petroquímica.

Así, el desarrollo del sector energético en los últimos años se ha venido realizando con recursos públicos y privados. Debido a lo reducido y reciente de la apertura, su fisonomía refleja ante todo los programas, lineamientos y criterios definidos por el gobierno, especialmente los que establece la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), órgano que por sus atribuciones tiene un peso más importante que cualquier otro en el desarrollo sectorial.<sup>43</sup>

Cuadro 1  
**ÁMBITOS DE PARTICIPACIÓN DE LOS SECTORES PÚBLICO Y PRIVADO EN  
EL SECTOR ENERGÉTICO**

- El Estado se hace cargo, a través de Pemex, CFE y LFC, de las actividades siguientes:
- i. Exploración, producción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, así como las ventas de primera mano y comercio internacional del petróleo y los productos que se obtengan de la refinación.
  - ii. Exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas natural, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para conectar su explotación y elaboración.
  - iii. Elaboración, transporte, almacenamiento, distribución y ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas natural que sean susceptibles de servir como materias industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, a saber: etano, propano, butano, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo y naftas, así como metano cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos.
  - iv. Generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de energía eléctrica que

<sup>42</sup> CEPAL, "Retos y posibles soluciones...", op cit.

<sup>43</sup> Establece los precios y tarifas de los bienes y servicios ofrecidos por las empresas públicas. Emite los lineamientos generales de operación de las empresas públicas y supervisa su observancia. Elabora las políticas de endeudamiento. Autoriza las operaciones de crédito. Establece el régimen fiscal. Vigila el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeación, programación, presupuestación, contabilidad y evaluación. Propone al Congreso el presupuesto de las entidades.

- tenga como finalidad la prestación de servicio público.  
v. Todas las actividades asociadas a la industria nuclear.

El sector privado participa en las actividades siguientes:

- i. Distribución y comercialización de algunos petroíferos, en particular, gasolina y diesel.
- ii. Transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, importación y exportación de gas natural (1995).
- iii. Transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado del petróleo (1999).
- iv. Elaboración, venta y comercio internacional de petroquímicos (1996) y lubricantes (1992).
- v. Todas las actividades de la cadena del carbón (1990).
- vi. Autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, generación de emergencia, así como exportación, transporte y transformación de electricidad asociada a las modalidades anteriores y, finalmente, importación para usos propios (1992).

En razón de las restricciones a la integración vertical Pemex ya no puede desarrollar las actividades siguientes:

- i. Distribución de gas natural (1995).
- ii. Distribución de GLP (1999).

En ese sentido, el crecimiento del sector energético ha sido moldeado por tres factores fundamentales.

En primer lugar, las severas limitaciones presupuestarias y de endeudamiento impuestas por el gobierno federal para alcanzar la estabilidad macroeconómica. Las restricciones se han agudizado en los momentos de mayor apuro económico como durante la crisis financiera de 1994-1995 y la caída de los precios del petróleo en 1997-1998. A la astringencia financiera interna se ha sumado la escasez de créditos de las instituciones financieras internacionales de fomento para los proyectos realizados por empresas públicas.

En segundo lugar, la asignación prioritaria de los escasos recursos disponibles a los proyectos de mayor rentabilidad y rápida generación de ingresos para aliviar presiones sobre las finanzas públicas. La maximización del valor económico de corto plazo ha sido el criterio para seleccionar los proyectos.<sup>44</sup>

En tercer lugar, la búsqueda del menor costo en el corto plazo para dar mayor flexibilidad al gasto, ha sido el factor discriminante para la selección de tecnologías, sitios de construcción, tamaño de los proyectos y otros aspectos.

La aplicación estricta de esos criterios ha significado desarrollo para algunas actividades, pero estancamiento para otras. Se trata de un desarrollo con velocidades distintas según el área. Se han privilegiado las que permiten obtener cuantiosas rentas económicas, atender urgencias o mitigar agudos problemas ambientales. En cambio, se han relegado los proyectos de rentabilidad menos espectacular, muy intensivos en capital y

<sup>44</sup> Los proyectos de extracción de crudo aparecen como los más rentables en virtud de los bajos costos de producción. De acuerdo con la Secretaría de Energía, el proyecto Cantarell tiene una tasa interna de retorno superior a 900%. Sin embargo, la experiencia internacional muestra que concentrar las inversiones en la actividad extractiva puede llegar a tener efectos perversos en diferentes sectores de la economía.

largos periodos de maduración, como los desarrollos hidroeléctricos. Como resultado, el sector energético presenta ahora fuertes contrastes.

En México la Constitución reserva para el Estado la prestación del servicio público de electricidad. Esa responsabilidad la ejerce a través de dos empresas públicas verticalmente integradas CFE y LFC. Esta última se desempeña fundamentalmente como una empresa de distribución, comprando a la primera casi todo el flujo que requiere para abastecer a la zona donde detenta derechos exclusivos.<sup>45</sup> La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica encarga a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) la fijación de tarifas aplicables en todo el país.

## 2. Precios, costos y subsidios.

En esta sección se analizará con detalle en que se basan las tarifas eléctricas de nuestro país. Se discutirá cuál es su estructura vigente hasta enero de 2002 así como su relación con los precios, los costos y los subsidios.

### 2.1 Principios de tarificación.

Sobre la definición de los costos tenemos tres puntos de vista: histórico, marginal y financiero.

- **Histórico:** se basa en la contabilidad e incluye gastos de explotación, depreciación, intereses de la deuda y aprovechamiento (9% del activo fijo neto en operación). Es lo más aproximado que tenemos a los costos que se usan de base para la definición de tarifas en los países con sistemas de regulación basada en costos (*cost based rates regulation*).
- **Marginal:** parte de los costos marginales de largo plazo de energía y capacidad, y se resuelve para cada segmento de clientes, obteniendo el total por agregación. No se conocen bien los costos marginales en baja tensión, pero con una aproximación gruesa se estimaron para poder obtener un agregado global de 5.7 para el año de 1997, es decir, 15% menor que el histórico. Para el año 1998 el marginal global debe estar alrededor de 5.3, es decir 12% menor al histórico.
- **Financiero:** se refiere a las necesidades financieras de la empresa, esto es, cubrir los gastos de operación y mantenimiento, cubrir los compromisos financieros y afrontar las inversiones necesarias para la expansión del sistema. La visión es a futuro, por lo que la determinación de su nivel requiere de una proyección financiera, con resultados anuales que parten de la situación actual.

La variable clave para la proyección es la estructura del financiamiento de las inversiones futuras:

<sup>45</sup> Rodríguez Padilla Víctor y Sheinbaum Pardo Claudia, "El sistema de precios de la electricidad en México. Problemas y soluciones", en *Problemas del Desarrollo*, volumen 33, núm. 128, enero-marzo de 2002.



- i. Con recursos propios (tarifas).
- ii. Transferencias y aportaciones gubernamentales (impuestos).
- iii. Endeudamiento (créditos, arrendamientos y producción externa).

Si por falta de recursos en el corto plazo se recurre a un endeudamiento alto, como es la situación actual, las necesidades financieras futuras serán mayores y también las dificultades para contar con recursos propios para inversión. Esto es, endeudamiento excesivo en el presente conduce a mayor endeudamiento en el futuro.

Por el contrario, si se incrementaran las tarifas con el objetivo de financiar la mayor parte de la inversión con recursos propios, las necesidades de endeudamiento se reducirían y por tanto se contaría con recursos propios en el futuro.

Cuando el Gobierno Federal asumió la mayor parte de la deuda de CFE (en 1986 y 1989), se estableció como meta que CFE financiaría con recursos propios al menos el 50% del programa de inversiones, lo cual no se cumplió. Actualmente el endeudamiento es la principal fuente de recursos, y al parecer se ha olvidado la lección de los años ochenta; ni siquiera se tiene una visión clara de cual ha sido la estructura de los recursos para la inversión de los años recientes.

Para establecer un marco tarifario, lo primero es determinar el nivel tarifario global, esto es, el monto de los ingresos requeridos por este concepto. En un sistema regulado, lo más común es empatarlo con el costo histórico (el papel más importante del regulador es determinar ese nivel). Después, mediante una metodología de asignación de costos, se determina el nivel tarifario para cada segmento de la clientela, y si alguno ha de recibir un subsidio especial, este se recupera de los otros segmentos. (subsidios cruzados). El regulador verifica que la asignación de costos sea equitativa. En México esto sólo se hace con fines indicativos.

Otra alternativa, por ejemplo en Francia, es diseñar un esquema tarifario completo basado en los costos marginales de largo plazo (tarifas teóricas) y calcular los ingresos que este esquema produciría. Entonces se aplica una corrección a nivel global para ajustar los ingresos al costo financiero determinado en función de las necesidades de inversión y de la política de financiamiento seleccionada.

En México se adoptó el segundo enfoque para las tarifas de uso general en media y alta tensiones, pero sin el ajuste de nivel financiero, debido a dos razones:

- No se ha determinado el nivel financiero.
- No se han estudiado en detalle los costos marginales en baja tensión y por lo tanto no se puede calcular el ingreso global que produciría un esquema completo de tarifas teóricas.

El esquema tarifario actual de baja tensión está desligado de costos (con cualquier enfoque que se adopte) y su determinación ha estado fuertemente politizado, sin que se ventilen abiertamente los problemas que esto ocasiona.

Las tarifas se definen con base en los costos históricos, los cuales se derivan de la contabilidad de CFE, e incluye gastos de explotación, depreciación, intereses de la deuda y aprovechamiento pagado al fisco. Este último componente es sujeto de vivas críticas. Las tarifas también consideran el costo de suministrar la energía en bloque a LFC. En 1998 el costo histórico se situó en 6.3 ctsUS/kWh (0.58 pesos/kWh)<sup>46</sup>.

Las tarifas de media y alta tensión (aplicadas a empresas medianas y a la gran industria), así como las tarifas de respaldo a los autoprodutores se apegan a los costos marginales de largo plazo. En baja tensión se aplica un criterio diferente pues CFE desconoce con exactitud los costos marginales de ese segmento. La empresa estima un costo marginal global de 5.3 ctsUS/kWh (0.48 pesos/kWh) para 1998, es decir 16% menor al costo histórico.

Algunos analistas consideran que los costos históricos o contables no son una base pertinente para definir las tarifas, pues incluyen el "aprovechamiento" –igual al 9% del activo fijo neto en operación–, que por ley debe pagar CFE al gobierno federal<sup>47</sup>. Desde su perspectiva, dicho requerimiento es una especie de impuesto discriminatorio contra la empresa pública, ya que el sector privado paga por ese concepto sólo 1.9%, es decir, casi cinco veces menos<sup>48</sup>. Además de que se gravan activos ya amortizados.

Otros consideran que el aprovechamiento es equivalente al "pago anual de dividendos" a los accionarios de la empresa (el Estado) y por lo tanto tiene una justificación económica y de ahí su razón de ser<sup>49</sup>. Sin embargo, hay que acotar que dicho "pago de dividendos" resulta considerablemente elevado si se compara con la tasa de ganancia típica de empresas privadas en el sector que es de un 20% del volumen de ventas<sup>50</sup>.

En 1998 el costo medio sin incluir el aprovechamiento se situó en 0.41 pesos/kWh; en cambio, incluyendo ese rubro ascendió a 0.58 pesos/kWh. Como en ese año el precio medio fue de 0.43 pesos/kWh, alcanzó para cubrir el costo medio sin aprovechamiento, pero resultó insuficiente para cubrir el costo medio incluyendo ese cargo.

<sup>46</sup> En 1996 el costo histórico se estableció en 5.9 centavos de dólar por kWh (ctsUS/kWh); al año siguiente llegó a 6.7 ctsUS/kWh.

<sup>47</sup> El aprovechamiento está definido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. De acuerdo con los *Resultados de Explotación 1998* ascendió a 21,316 millones de pesos ese año.

<sup>48</sup> LFC está exenta de ese pago.

<sup>49</sup> Cabe destacar que el aprovechamiento fue introducido siguiendo la recomendación del Banco Mundial ("La función del Banco Mundial en el sector de la Electricidad", Washington, 1993), de tratar a las empresas eléctricas públicas como compañías comerciales, exigiéndoles que paguen dividendos e impuestos. Sin embargo, el gobierno mexicano no siguió la recomendación de permitir a las empresas "devengar una tasa de rentabilidad del capital social que sea competitiva comercialmente, y contar con autonomía necesaria para administrar sus presupuestos, empréstitos, adquisiciones, salarios y otros aspectos relativos al personal".

<sup>50</sup> Es el caso de National Power y PowerGen en Inglaterra. Véase: Thomas (1999). En 1998 el 20% del monto de los productos de CFE se elevó a 13,200 millones de pesos, es decir un 38% menos que el pago por aprovechamiento.

Como CFE es incapaz de pagar ese aprovechamiento porque las tarifas no son suficientemente elevadas, el gobierno concede a los consumidores un subsidio de un monto equivalente a dicho aprovechamiento<sup>51</sup>. Sin embargo, ese subsidio no se incluye en el Presupuesto de Egresos de la Federación y no se somete a la aprobación del Congreso. No hay transferencia real de fondos entre CFE y la SHCP, ni para entregar el aprovechamiento, ni para recibir el subsidio. Además el monto total del subsidio y su repartición entre sectores consumidores sólo se conocen a posteriori, una vez que se aprueban las tarifas y se calcula como la diferencia entre el costo contable medio y el precio medio.

Lo anterior explica la paradoja de que CFE opera con números negros —el precio medio alcanza a cubrir el costo medio de explotación—, aún cuando no se logra cubrir todos los costos, pues estos incluyen una erogación —el aprovechamiento— que en realidad no se realiza<sup>52</sup>. En 1998 el resultado de operación ascendió a 7,925 millones de pesos y el resultado antes de transferencias a 3,749 millones de pesos<sup>53</sup>.

## 2.2 Estructura tarifaria.

### *Situación actual.*

Hasta enero del año 2002 existían 29 tarifas, las cuales se clasifican en tres grandes grupos: i) uso específico, ii) uso general y iii) respaldo a autoprodutores (véase la tabla 4).

Tabla 4. Estructura tarifaria

<i>Uso específico</i>	<i>Uso general</i>	<i>Respaldo a autoprodutores</i>
Domésticas Tarifa 1, Tarifa 1b, Tarifa 1c, Tarifa 1d y Tarifa 1e.	Baja tensión Tarifa 2 y Tarifa 3.	
Bombeo agrícola Tarifa 9 y Tarifa 9m.	Media tensión Tarifa O-M y Tarifa H-M.	Media tensión Tarifas HM-R, HM-RF, HM-RM.
Alumbrado público Tarifa 5 y Tarifa 5a.	Alta tensión <u>Nivel subtransmisión:</u> Tarifa H-S, Tarifa H-SL <u>Nivel transmisión:</u> Tarifa H-T y Tarifa H-TL	Alta tensión <u>Nivel Subtransmisión:</u> Tarifas HS-R, HS-RF y HS-RM <u>Nivel transmisión</u> Tarifas HT-R, HT-RF y HT-RM.
Bombeo de aguas municipales Tarifa 6		
Temporal Tarifa 7		

<sup>51</sup> Rodríguez Padilla Víctor y Sheinbaum Pardo Claudia, op. cit.

<sup>52</sup> De ahí que algunos opinen que el aprovechamiento, éste es un artificio contable que viene a distorsionar la situación contable y financiera de la empresa, y concluyan que es necesario eliminar de la contabilidad ambos rubros —subsidio y aprovechamiento—, antes de aplicar cualquier metodología de fijación de tarifas. Sin embargo, esa propuesta deja entero el problema de que CFE no está pagando dividendos a los accionistas de la empresa.

<sup>53</sup> Carpeta entregada por CFE a la Cámara de Diputados, punto 33: "Análisis de la situación financiera de CFE en el periodo 1990-1998", julio de 1999, citado en: Rodríguez P. V. y Sheinbaum P. Claudia, op. cit.

Las tarifas para uso específico comprenden las domésticas, bombeo agrícola, alumbrado público, bombeo de aguas municipales y uso temporal. Las tarifas de uso general agrupan las de baja, media y alta tensión. Las tarifas a autoprodutores se suministran en media y alta tensión. Las tarifas de media y alta tensión se basan en costos marginales, con diferencias regionales, horarias y estacionales. Las demás tarifas (baja tensión) tienen estructuras más sencillas y sin diferencias horarias.

En aras de facilitar el análisis y las comparaciones las tarifas son agrupadas en las categorías siguientes:

Servicio residencial o doméstico. Comprende 6 tarifas. La tarifa 1 se aplica a localidades de clima templado durante todo el año y a localidades de clima cálido durante la temporada fuera de verano. Las tarifas 1a, 1b, 1c, 1d y 1e, se reservan para las localidades con temperatura media de verano mayores a 25 °C (verano ligeramente caluroso), 28 °C (verano medianamente caluroso), 30 °C (verano caluroso), 31 °C (verano muy caluroso) y 32 °C (verano extremadamente caluroso) respectivamente. Se cobra la energía consumida y el cargo aumenta conforme crece el consumo.

En 1962 se definieron tres tarifas residenciales: superior, normal e inferior, las cuales diferían entre sí en el cargo por energía consumida. La razón del establecimiento de estas tres tarifas fue la diversidad de tarifas que había en el país antes de 1962. El 1 de octubre de 1964 se unificaron los tres niveles existentes en uno solo, que fue el nivel normal, a esta tarifa se le denominó Tarifa 1.

La Tarifa 1a se estableció el 15 de octubre de 1973 para ayudar a los usuarios de las regiones con clima muy cálido. Los bloques y precios permanecieron iguales a los de la Tarifa 1 en los meses fuera de verano. El criterio de incorporación de las localidades a esta tarifa fue el que su temperatura media mensual en los cuatro meses consecutivos más cálidos fuera de 25 °C o mayor.

La Tarifa 1b y 1c se implementaron el 31 de diciembre de 1986. La primera se aplica a localidades con temperatura de 28 °C como mínimo y la segunda a localidades con temperatura de 30 °C, en el verano. El 16 de marzo de 1990 de creó la Tarifa 1d, aplicable en localidades con temperaturas medias de 31 °C como mínimo durante dos meses consecutivos o más. El día 26 de mayo de 1995 se establece la Tarifa 1e para localidades con temperaturas de 32 °C como mínimo durante dos meses consecutivos. Las cuotas mensuales para las tarifas 1a, 1b, 1c, 1d y 1e en la temporada fuera de verano son las establecidas para la Tarifa 1.

Servicio comercial. Se suministra en 120 o 220 volts. Agrupa dos tarifas: Tarifa 2 para demandas menores a 25 kW, con cargos fijos y por energía, y Tarifa 3 para demandas mayores a 25 kW, con cargos por capacidad solicitada y por energía consumida. Aquí se incluye también la Tarifa 4, servicio para molinos de nixtamal y tortillerías que estuvo vigente hasta 1990.

Servicio para alumbrado público. Agrupa dos tarifas. Tarifa 5 para la Ciudad de México y área conurbada, Monterrey y Guadalajara, y Tarifa 5a para el resto del país. El cargo es por energía consumida y se hace la diferencia entre baja y media tensión. La Tarifa 5 ha estado

vigente desde los sesentas, en ella se consideraba el alumbrado público de cualquier parte del país; la Tarifa 5a fue establecida a partir de 1990.

Servicio para bombeo de aguas municipales. Se trata de la Tarifa 6. Se cobra un cargo fijo y otro en función del nivel de consumo.

Servicio para bombeo de agua para riego agrícola. Comprende dos tarifas, la Tarifa 9 para baja tensión (120 o 220 volts) y Tarifa 9m para media tensión (de 2 a 35 kV). Igual que en el caso de las tarifas domésticas, se cobra la energía consumida y el cargo aumenta conforme crece el consumo. Desde los años sesentas se consideraba una sola tarifa para este servicio (Tarifa 9), es a partir de 1996 cuando se hace la distinción entre baja y mediana tensión creándose la Tarifa 9m.

Servicio para industria. En esta clasificación se incluyen las tarifas 8, 8a, 10, 11, 12, 12a, O-M, H-M, H-S, H-SL, H-T y H-TL. La Tarifa 8 data de los años sesenta y era aplicable a usuarios en alta tensión, es vigente hasta 1991. En 1990 aparece la Tarifa 8a, General en alta tensión la cual es suprimida un par de años más tarde. La Tarifa 10 fue puesta en marcha a partir de 1974 y era aplicable a alta tensión para reventa, esta tarifa estuvo vigente hasta 1985. La Tarifa 11 que también data de los años sesenta era de alta tensión para la explotación y beneficio de la minería, se suprimió a partir de 1984. La Tarifa 12 fue establecida, a partir de 1974, para servicio general de 5 MW o más, a 66 kV o superiores. En 1990 entra en operación la Tarifa 12a para servicio general para alta tensión de 66 kV o más, industrias de transformación. Estas últimas tarifas estuvieron en operación hasta el año de 1991.

A partir de 1992 aparecen las tarifas: O-M, Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW; H-M, Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda de 100 kW o más; H-S, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión; H-SL, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización; H-T, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión; H-TL, Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.

Las siguientes tarifas no se consideraron para la clasificación anterior: Tarifa 7, para servicio temporal; Tarifa 10, alta tensión para reventa, vigente hasta 1973; Tarifas HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM, I-15, I-30, todas estas últimas en operación desde 1992.

#### *Evolución.*

- *Análisis de la variación de las tarifas eléctricas a precios constantes en el periodo 1969-2000.*

En esta sección se describe la variación del precio medio constante de las diferentes tarifas eléctricas del año 1969 a 1999, expresadas en cifras de 1994 por kWh.

En la gráfica "Tarifas eléctricas a precios constantes" (véase gráfica 7<sup>54</sup>) se puede observar que la tarifa para servicio comercial es la que se mantiene con el precio más alto durante todo el periodo analizado. En 1969 tuvo un precio de 61.59 centavos, presenta un descenso paulatino hasta 1983, año en que su precio fue 21.95 centavos; a partir de entonces su precio muestra una tendencia a la alza hasta llegar a un periodo de estabilización en los años noventa alrededor de los 45 centavos.

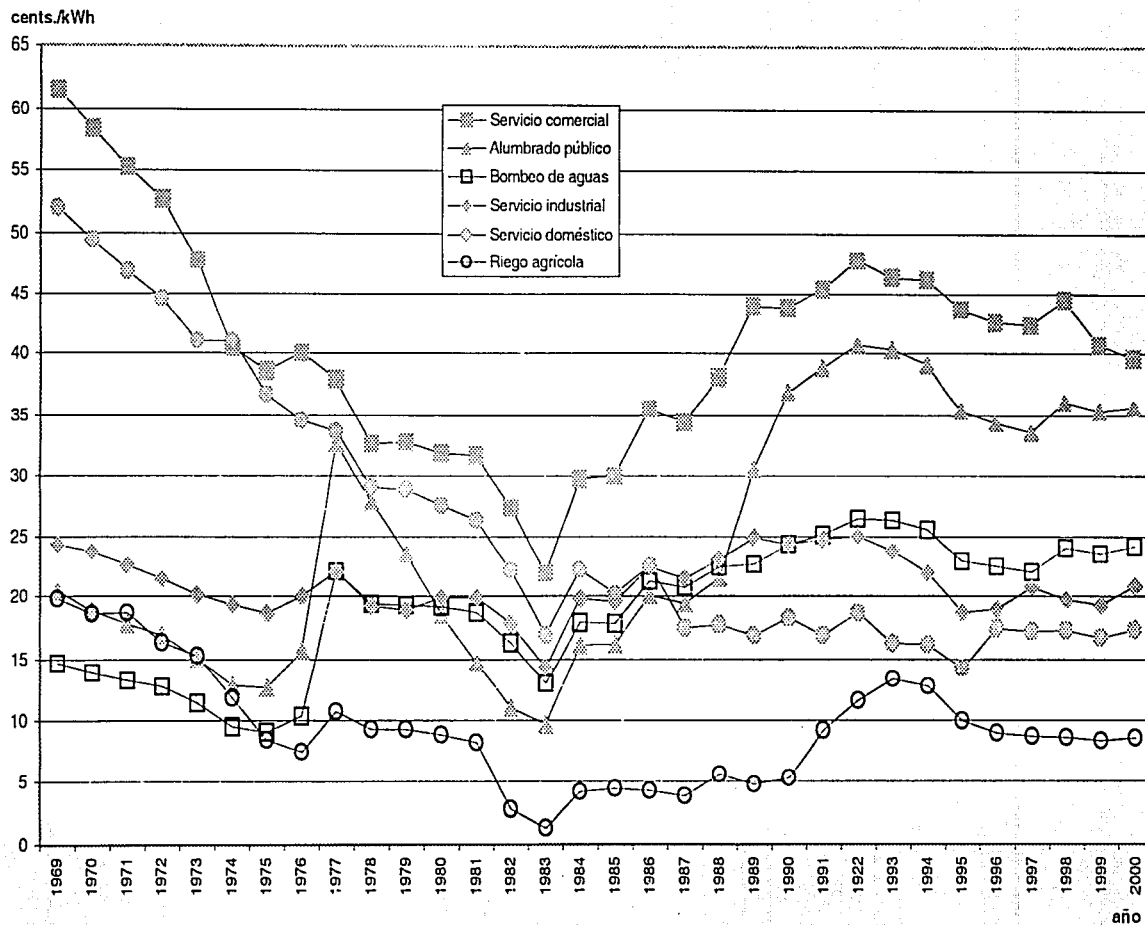
En 1969 la tarifa de alumbrado público tenía un precio de 20.43 centavos, a partir de entonces su precio disminuye gradualmente hasta 1975, a 12.65 centavos, en los dos años siguientes se eleva considerablemente hasta llegar a 32.61 centavos en 1977; en los siguientes seis años su precio vuelve a disminuir hasta 9.66 centavos en 1983 que es su precio más bajo en el periodo analizado. Durante los siguientes años, hasta 1992, presenta un incremento paulatino en su precio, desde 1993 a la fecha se mantiene una tendencia constante en su precio, manteniéndose este último en un valor cercano a los 35 centavos.

Por otra parte, la tarifa para bombeo de aguas, en 1969 tenía un valor de 14.67 centavos y en los siguientes años descendiendo gradualmente hasta 9.05 centavos en 1975, en los dos años siguientes aumenta hasta un precio de 22.1 centavos en 1977. De este último año y hasta 1983 su precio muestra un descenso, en 1983 su valor fue 12.97 centavos. A partir de 1983 su precio se incrementa nuevamente hasta llegar a su valor más alto que fue de 26.47 centavos en 1992. Durante los siguientes siete años su precio tiene una tendencia constante y oscila entre los 35 centavos.

En la gráfica 7 se puede observar también que la tarifa industrial es la única que muestra un comportamiento cuya tendencia es mantenerse constante. Su precio, a lo largo del periodo analizado, se ha mantenido en un valor cercano a los 20 centavos. Sin embargo en 1969 tenía un precio de 24.39 centavos para descender hasta su valor menor que fue de 14.36 centavos en 1983, posteriormente se incrementa y en los últimos cinco años muestra una tendencia muy marcada a permanecer constante, alrededor de los 20 centavos.

<sup>54</sup> Elaboración propia con base en: Comisión Federal de Electricidad, "Estadísticas Eléctricas Nacionales 1967-1984"; CFE, "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1977-1989"; CFE, "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1989-1991". Información básica; CFE, "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1991-1993". Información básica; CFE, "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1986-1998"; CFE, "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1999-2000".

Gráfica 7. Tarifas eléctricas a precios constantes



PRECIOS CON  
 FALLA DE ORIGEN

Tarifas eléctricas en el sector residencial

En el periodo analizado la tarifa de riego agrícola, en términos generales, se ha mantenido a un precio bajo. En 1969 era de 19.79 centavos, en los años siguientes bajo gradualmente hasta que en 1983 alcanzó su precio más bajo 1.28 centavos. A partir de ahí su precio aumento paulatinamente hasta 13.36 centavos en 1993, en los siguientes años su comportamiento ha sido prácticamente constante, aproximadamente 8.5 centavos.

La tarifa de servicio doméstico presenta los precios más altos del período en la década de los sesentas, casi comparable con el servicio comercial, por ejemplo, en 1969 era de 51.99 centavos. Su precio marca una tendencia a la baja hasta llegar a 16.89 centavos en 1983, a partir de ese año su comportamiento tiende a un precio constante. Es importante señalar que esta tarifa muestra una línea prácticamente horizontal a partir de 1996 a la fecha lo que indica que su precio ha sido aproximadamente 17 centavos sin muchas variaciones. En términos generales, esta tarifa muestra de 1969 a 1999 una tendencia a la baja, muy marcada, en su precio.

Es importante señalar que las seis tarifas consideradas presentan, en comparación con años anteriores, una tendencia a tener un precio aproximadamente constante, al menos en los últimos 5 años.

• *Análisis del índice de cambio en las tarifas eléctricas a precios constantes 1969-2000.*

De acuerdo con la gráfica "Índice de cambio en las tarifas (precios constantes)", véase gráfica 8<sup>55</sup>, las tarifas Alumbrado Público y Bombeo de aguas presentan una tendencia a la baja hasta el año de 1977 en que suben considerablemente a un valor de aproximadamente 1.5, a partir de ese año se mantienen con cierta variación pero son las que presentan valores más altos de los seis grupos de tarifas analizados.

Las Servicio Industrial y Servicio Comercial no muestran variaciones muy marcadas y en los últimos cinco años forman una línea casi constante, es decir presentan una tendencia a mantener un valor casi constante.

La tarifa Riego Agrícola tiene los índices más bajos hasta el año de 1990 a partir de ese año es superada sólo por la tarifa de Servicio doméstico. En los últimos cuatro años la tarifa Riego Agrícola presenta un índice casi constante.

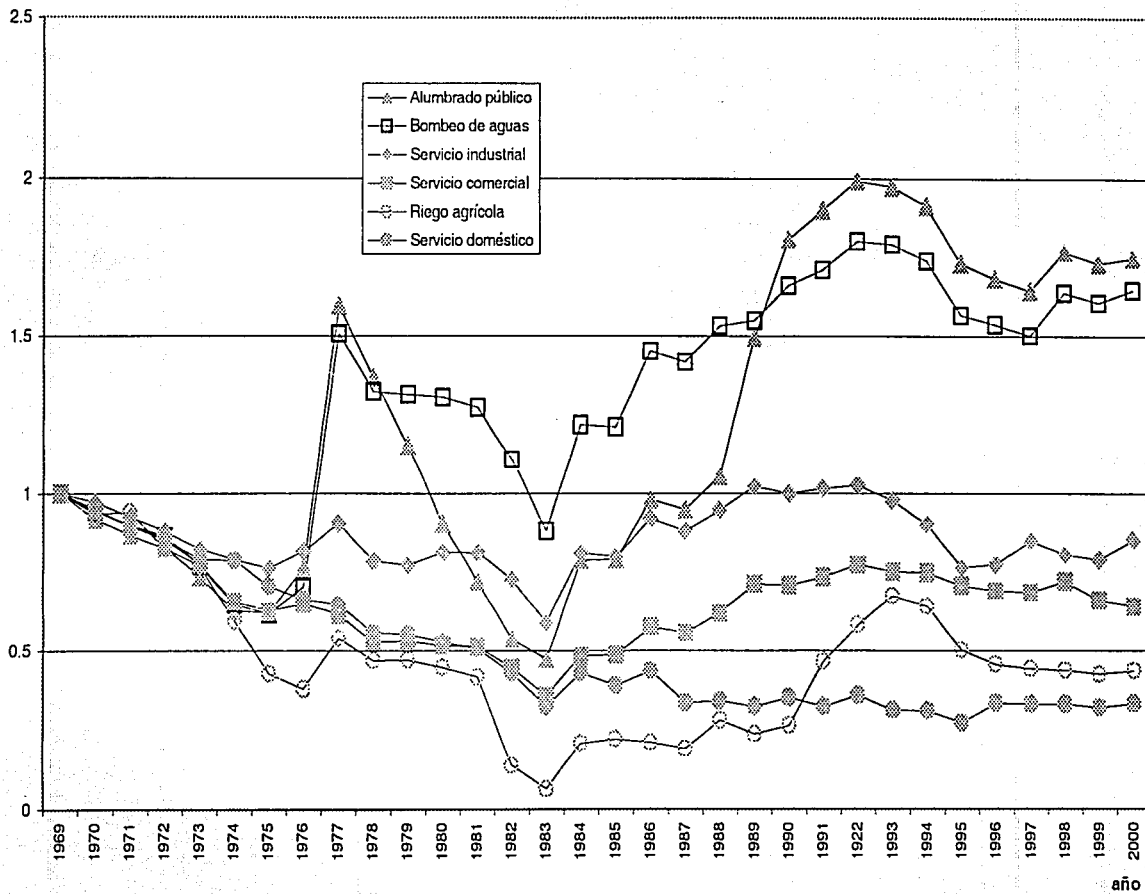
La tarifa Servicio Doméstico muestra una tendencia muy clara a la disminución en su índice de precios, además a partir de 1987 prácticamente su comportamiento es de una línea recta horizontal, lo que indica que a partir de ese año y a la fecha casi no ha variado el precio.

<sup>55</sup> Idem.



precio cte./  
precio cte. en 1969

Gráfica 8. Índice de cambio en las tarifas (precios constantes)



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Tarifas eléctricas en el sector residencial

- *Análisis de la variación de Energía consumida por tarifas.*

En esta sección se analizará la variación de la energía consumida agrupada por tipos de tarifas, véase gráfica 9<sup>56</sup>. Como es de esperarse en los seis grupos analizados el consumo ha ido aumentando con el paso del tiempo. Sin embargo es notorio que el consumo de energía para el servicio industrial ha tenido un incremento vertiginoso en el período de tiempo analizado.

La cantidad de energía consumida por el Servicio Industrial presenta un crecimiento muy rápido, por ejemplo, en 1973 el consumo por dicho sector fue 11,114 GWh y al siguiente año, en 1974, dio un salto hasta 17,950 GWh. Es el sector que más consumo presenta y cuya tasa de crecimiento es la más alta; tan sólo se puede observar que en 1967 tuvo un consumo de 6,315 GWh y ha llegado, en 1999, hasta 87,234 GWh.

Por otra parte, el Servicio doméstico presenta también una tasa de crecimiento grande, aunque menor que el Servicio Industrial. En 1967 consumió un total de 2,548 GWh y su valor se ha ido incrementando hasta llegar a un valor de 33,370 GWh en 1999.

Los otros grupos de tarifas restantes, al igual que las anteriores, presentan un incremento, pero su tasa de crecimiento no es tan grande como en los casos anteriores. El consumo del Servicio Comercial de 2,490 GWh en 1967 ha llegado a 10,945 GWh en 1999. El consumo del Servicio para Riego Agrícola tuvo un consumo de 930 GWh en 1969 y en 1999 tuvo 7,997 GWh. El caso de las tarifas para Bombeo de Aguas y Alumbrado Público presentan una tendencia muy similar. En los dos casos se ha incrementado el número de usuarios ligeramente y prácticamente se mantiene en valores cercanos a 3,000 GWh.

- *Análisis del Número de usuarios por tarifa.*

Este análisis se hará a partir de dos gráficas, véase gráficas 10<sup>57</sup> y 11<sup>58</sup>, ya que el número de usuarios de las tarifas para Servicio doméstico y para Servicio comercial han crecido en forma vertiginosa en comparación con las demás tarifas por lo que en la gráfica 10 no se aprecia ningún cambio en las últimas tarifas. En la gráfica 10 se puede observar que el Servicio doméstico es el que más usuarios tiene y su tasa de crecimiento es muy grande. De 3,892,000 usuarios en 1967 se ha llegado a 20,235,000 usuarios en 1999. Por otra parte el servicio comercial también ha experimentado un crecimiento con una tasa menor que el caso anterior pero con una tasa casi constante; de 759,000 usuarios en 1969 alcanzó 2,356,000 en 1999.

<sup>56</sup> Idem.

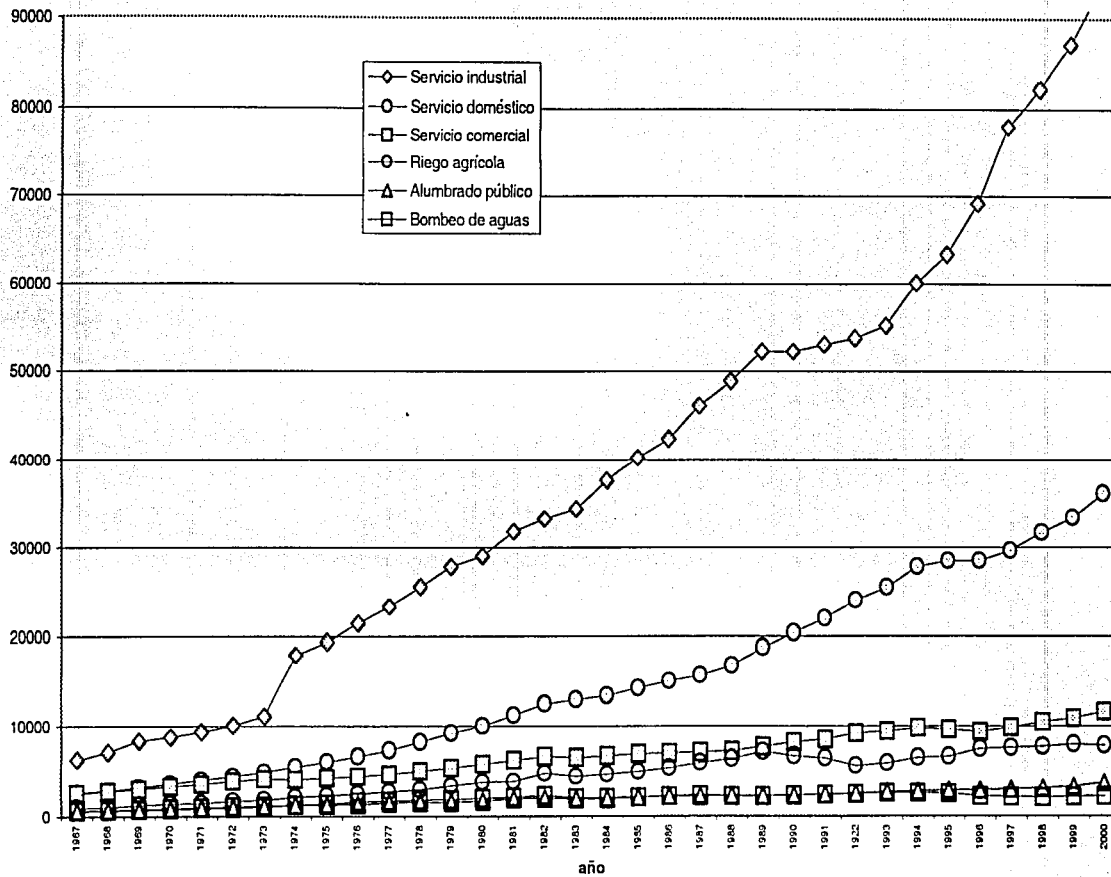
<sup>57</sup> Idem.

<sup>58</sup> Idem.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

consumo en GWh

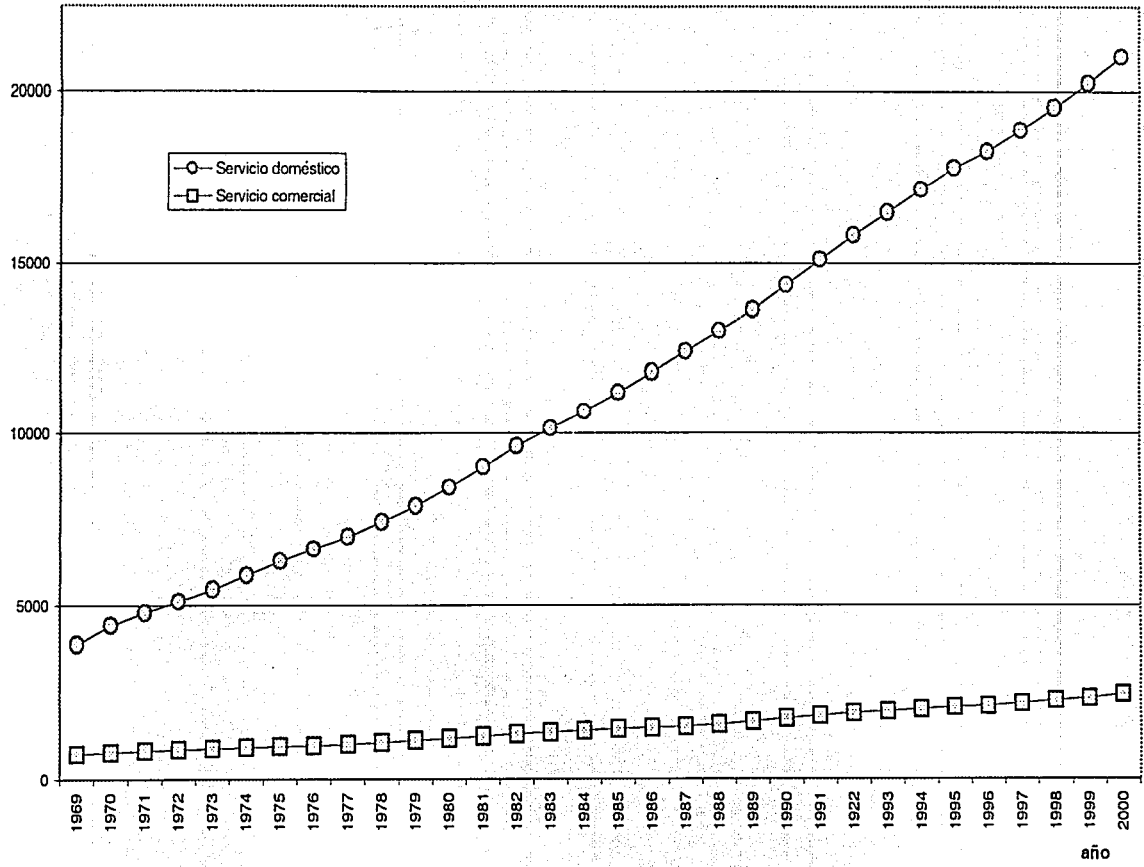
Gráfica 9. Consumo por tarifas



TESIS CON  
FALTA DE ORIGEN

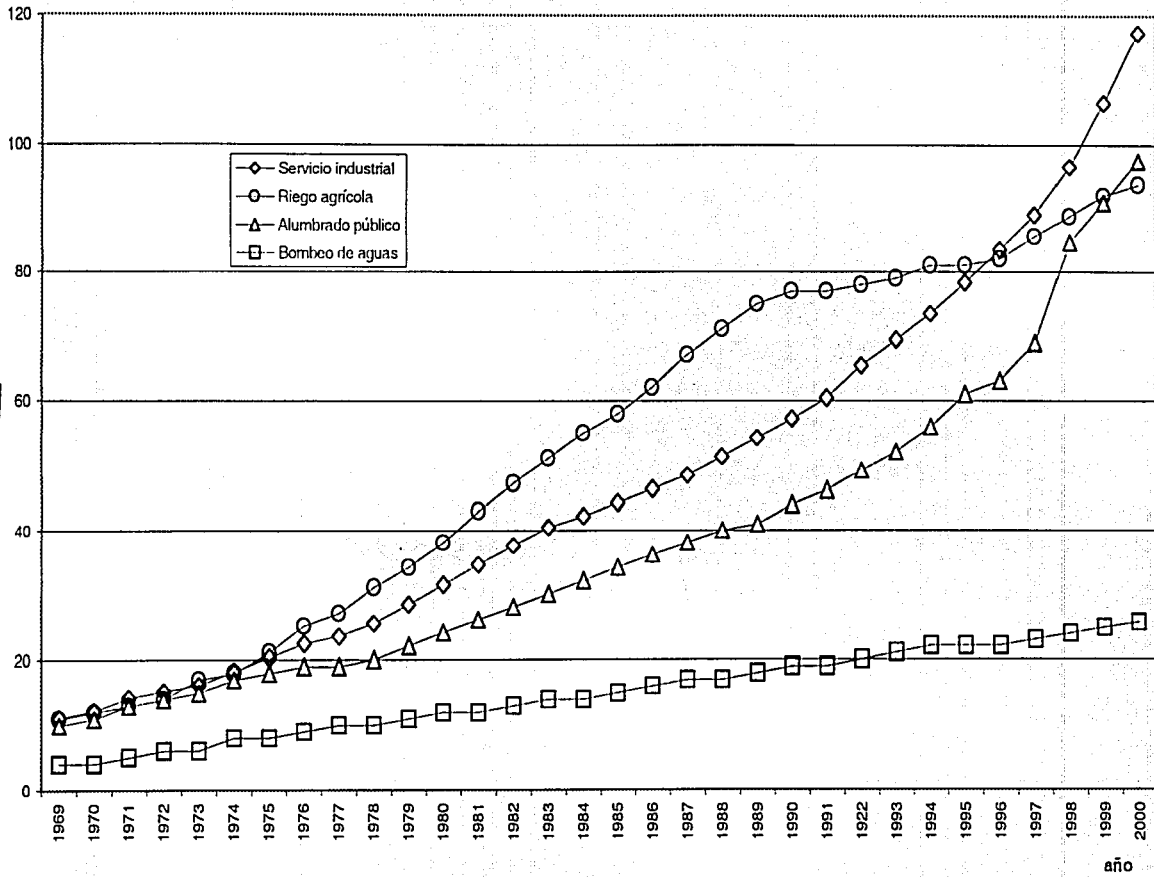
Gráfica 10. Usuarios por tarifa

número de usuarios en miles



Gráfica 11. Usuarios por tarifa

número de usuarios en miles



Las otras cuatro tarifas presentan una cantidad de usuarios mucho menor, por ello es necesario analizarlos en forma separada de los dos casos anteriores y en otra gráfica. La gráfica 11 muestra la variación del número de usuarios por tarifa para los grupos restantes; en esta última gráfica se puede observar que el Servicio Industrial presenta un incremento con una tendencia casi exponencial en los últimos años del período analizado. La tarifa de Riego Agrícola, a diferencia de la anterior, a partir de 1990 muestra una tasa de crecimiento muy baja y el número de usuarios presenta de 1990 a 1999 valores con tendencia constante. Las tarifas de Alumbrado Público, presentan una tendencia muy parecida a las de Servicio Industrial aunque por debajo de éstas. El grupo de tarifas pertenecientes a Bombeo de Aguas presenta una tasa de crecimiento constante, casi en línea recta ascendente.

### 2.3 Precios y costos.

#### *Situación actual.*

Los precios<sup>59</sup> a los cuales CFE está autorizada a vender la electricidad por parte de la Secretaría de Hacienda no alcanzan para cubrir los costos del fluido eléctrico entregado a los usuarios (véase la tabla 5). En 1998 la empresa sólo recuperó el 76% de dichos costos, ya que el precio medio se situó en 0.43 pesos/kWh y el costo se estableció en 0.57 pesos/kWh.<sup>60</sup>

El mayor déficit se localiza en los precios para el bombeo agrícola y el sector residencial: en el primer caso sólo alcanza a cubrir el 30% de los costos y, en el segundo el 43%. En el caso de la Tarifa 9 (bombeo agrícola para baja tensión) el precio sólo alcanza para cubrir el 15% de los costos; la Tarifa 1e y 1d (tarifas domésticas para zonas muy calurosas) sólo cubren el 37% y 38% de sus costos respectivos (véase la tabla 6). Los precios que se cobra a la gran industria, a la mediana empresa y a los servicios también son deficitarios, en 10%, 8% y 6% respectivamente. En contraste, el precio al cual se le ofrece la electricidad al sector comercial fue superior en un 20% a su costo respectivo, lo cual significa que este sector subsidia a los otros. En el caso de la Tarifa 5 (alumbrado público para las áreas metropolitanas de México, Monterrey y Guadalajara) el sobreprecio alcanza el 31%. El único precio que refleja con menor error su costo correspondiente es el que se le cobra a LFC, pues la desviación es de sólo 1%.

De acuerdo con el documento *Resultados de Explotación 1998* de la CFE, el costo de explotación ascendió a 80,897 millones de pesos.<sup>61</sup> Su estructura por función fue la siguiente: generación 37.1%, transmisión 7.7%, distribución 4.5%, comercialización 3.3% y administración 0.9%, lo cual da un total de 53.5% como gastos de explotación. El resto está compuesto por la depreciación 13.8%, los indirectos de oficinas nacionales 2.1%, el aprovechamiento 26.4% y el costo financiero 4.2%.

<sup>59</sup> Los precios medios incluyen cargo por mantenimiento y energía vendida en procesos de facturación.

<sup>60</sup> El precio medio se situó en 0.048 US\$/kWh y el costo en 0.063 US\$/kWh. Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera en 1998: 1 dólar = 9.1357 pesos (promedio anual). Cifras del INEGI.

<sup>61</sup> Como las ventas ascendieron a 152,703 GWh el costo unitario resultó igual a 0.53 pesos/kWh

**TEJES CON FALLA DE ORDEN**

Tabla 5  
**PECIOS, COSTOS Y SUBSIDIOS EN CFE POR SECTOR DE CONSUMO**

	Moneda Corriente					Moneda Constante de 1998				
	1994	1995	1995	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
	(centavos de peso/kWh)					(centavos de peso 1998/kWh)				
<b>Precios medios</b>										
Residencial	21 73	25 8	33 14	37 47	43 74	55 13	48 48	46 34	43 44	43 74
Comercial	48 83	63 12	80 51	92 43	105 08	123 87	118 61	112 59	107 15	105 08
Servicios	33 84	41 68	55 31	65 5	82 44	85 85	78 32	77 35	75 93	82 44
Agrícola	12 78	13 48	16 79	19 63	22 6	32 42	25 33	23 48	22 76	22 6
Empresa Mediana	21 27	24 52	33 57	42 76	46 21	53 96	46 08	46 94	49 57	46 21
Gran Industria	12 11	15 25	22 21	29 05	30 67	30 72	28 66	31 06	33 68	30 67
LFC	13 9	19 12	27 13	35 65	40	35 26	35 93	37 94	41 33	40
Total	19 23	23 25	31 3	38 63	43 36	48 78	43 69	43 77	44 78	43 36
<b>Relación precio/costo</b>										
Residencial	0 53	0 47	0 42	0 4	0 43	0 53	0 47	0 42	0 4	0 43
Comercial	1 38	1 31	1 16	1 13	1 2	1 38	1 31	1 16	1 13	1 2
Servicios	0 99	0 88	0 79	0 81	0 94	0 99	0 88	0 79	0 81	0 94
Agrícola	0 44	0 33	0 28	0 28	0 3	0 44	0 33	0 28	0 28	0 3
Empresa Mediana	1 06	0 88	0 84	0 91	0 92	1 06	0 88	0 84	0 91	0 92
Gran Industria	0 92	0 81	0 83	0 91	0 9	0 92	0 81	0 83	0 91	0 9
LFC	0 95	0 9	0 87	0 96	1 01	0 95	0 9	0 87	0 96	1 01
Total	0 83	0 75	0 69	0 73	0 76	0 83	0 75	0 69	0 73	0 76
<b>Costos medios</b>										
	(centavos de peso/kWh)					(centavos de peso de 1998/kWh)				
Residencial	41	54 89	78 9	93 68	101 72	104 01	103 15	110 34	108 6	101 72
Comercial	35 38	48 18	69 41	81 8	87 57	89 76	90 54	97 06	94 83	87 57
Servicios	34 18	47 36	70 01	80 86	87 7	86 71	89	97 91	93 74	87 7
Agrícola	29 05	40 85	59 96	70 11	75 33	73 68	76 76	83 85	81 27	75 33
Empresa Mediana	20 07	27 86	39 26	46 99	50 23	50 9	52 36	55 89	54 47	50 23
Gran Industria	13 16	18 83	26 76	31 92	34 08	33 39	35 38	37 42	37 01	34 08
LFC	14 63	21 24	31 18	37 14	39 6	37 12	39 92	43 61	43 05	39 6
Total	23 17	31	45 56	52 92	57 05	58 78	58 25	63 43	61 35	57 05
<b>Subsidios</b>										
	(millones de pesos)					(millones de pesos de 1998)				
Residencial	4 269	6 491	10 454	13 374	14 890	10 830	12 198	14 619	15 504	14 890
Comercial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servicios	0	225	512	590	254	0	423	716	684	254
Agrícola	1 034	1 779	3 224	3 850	4 022	2 623	3 343	4 508	4 463	4 022
Empresa Mediana	0	889	1 873	1 341	1 343	0	1 671	2 563	1 555	1 343
Gran Industria	241	878	1 278	911	1 136	611	1 650	1 787	1 056	1 136
LFC	220	750	1 220	518	0	558	1 409	1 706	601	0
Total	5 764	11 012	18 522	20 583	21 645	14 622	20 693	25 901	23 862	21 645

**Notas**

Tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera, 1 dólar = 9 1357 pesos en 1998, 7 60 en 1995, 6 42 en 1995 y 3 38 en 1994

Fuente

Rodríguez Padilla Víctor, Tarifas, costos y subsidios en CFE.

**Tarifas eléctricas en el sector residencial**

Tabla 5 (continuación)

PRECIOS, COSTOS Y SUBSIDIOS EN CFE POR SECTOR DE CONSUMO

	Moneda corriente de EU					Moneda constante de EU de 1998				
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
	(centavos de dólar/Wh)					(centavos de dólar 1998/Wh)				
<b>Precios medios</b>										
Residencial	6.44	4.02	4.36	4.73	4.79	6.03	5.31	5.07	4.75	4.79
Comercial	14.47	9.83	10.59	11.67	11.5	13.56	12.98	12.32	11.73	11.5
Servicios	10.03	6.49	7.28	8.27	9.02	9.4	8.57	8.47	8.31	9.02
Agrícola	3.79	2.1	2.21	2.48	2.47	3.55	2.77	2.57	2.49	2.47
Empresa Median	6.3	3.82	4.42	5.4	5.66	5.91	5.04	5.14	5.43	5.06
Gran Industria	3.59	2.38	2.92	3.67	3.36	3.36	3.14	3.4	3.69	3.36
LFC	4.12	2.98	3.57	4.5	4.38	3.86	3.93	4.15	4.52	4.38
Total	5.7	3.62	4.12	4.88	4.75	5.34	4.78	4.79	4.9	4.75
<b>Relación precio/costo</b>										
Residencial	0.53	0.47	0.42	0.4	0.43	0.53	0.47	0.42	0.4	0.43
Comercial	1.38	1.31	1.16	1.13	1.2	1.38	1.31	1.16	1.13	1.2
Servicios	0.99	0.88	0.79	0.81	0.94	0.99	0.88	0.79	0.81	0.94
Agrícola	0.44	0.33	0.28	0.28	0.3	0.44	0.33	0.28	0.28	0.3
Empresa Median	1.06	0.88	0.84	0.91	0.92	1.06	0.88	0.84	0.91	0.92
Gran Industria	0.92	0.81	0.83	0.91	0.9	0.92	0.81	0.83	0.91	0.9
LFC	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01
Total	0.83	0.75	0.69	0.73	0.76	0.83	0.75	0.69	0.73	0.76
<b>Costos medios</b>	(centavos de dólar/Wh)					(centavos de dólar 1998/Wh)				
Residencial	12.15	8.55	10.38	11.13	11.13	11.39	11.29	12.08	11.89	11.13
Comercial	10.48	7.51	9.13	10.33	9.59	9.83	9.91	10.62	10.38	9.59
Servicios	10.13	7.38	9.21	10.21	9.6	9.49	9.74	10.72	10.26	9.6
Agrícola	6.61	6.36	7.89	8.85	8.25	8.07	8.4	9.18	8.9	8.25
Empresa Median	5.95	4.34	5.26	5.93	5.5	5.57	5.73	6.12	5.96	5.5
Gran Industria	3.9	2.93	3.52	4.03	3.73	3.66	3.87	4.1	4.05	3.73
LFC	4.34	3.31	4.1	4.69	4.34	4.06	4.37	4.77	4.71	4.34
Total	6.86	4.83	5.97	6.68	6.25	6.43	6.38	6.94	6.72	6.25
<b>Subsidios</b>	(millones de dólares)					(millones de dólares de 1998)				
Residencial	1 265	1 011	1 376	1 689	1 630	1 185	1 335	1 600	1 697	1 630
Comercial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servicios	0	35	67	75	28	0	46	78	75	28
Agrícola	305	277	424	486	440	287	365	493	489	440
Empresa Median	0	138	241	169	147	0	183	281	170	147
Gran Industria	71	137	168	115	124	67	181	196	116	124
LFC	65	117	161	65	0	61	154	187	66	0
Total	1 708	1 716	2 437	2 599	2 369	1 601	2 265	2 835	2 612	2 369



Tarifa 6  
 PRECIOS, COSTOS Y SUBSIDIOS EN CFE POR TARIFA

	Moneda Corriente					Moneda Constante de 1998					Moneda corriente de EU					Moneda constante de EU de 1998									
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998					
	(centavos de peso/kWh)					(centavos de peso 1998/kWh)					(centavos de dólar/kWh)					(centavos de dólar 1998/kWh)									
<b>Precios medios</b>																									
Tarifa 1	20.86	25.21	32.78	37.14	43.26	52.92	47.37	45.84	43.06	43.26	6.18	3.93	4.31	4.69	4.74	5.79	5.19	5.02	4.71	4.74					
Tarifa 1a	21.74	26.16	32.45	35.66	41.21	55.15	49.16	45.38	41.36	41.21	6.44	4.08	4.27	4.51	4.51	6.04	5.38	4.97	4.53	4.51					
Tarifa 1b	22.79	27.33	35.74	40.5	47.74	57.81	51.36	49.98	46.95	47.74	6.75	4.26	4.7	5.11	5.23	6.33	5.62	5.47	5.14	5.23					
Tarifa 1c	21.03	25.49	33.23	37.35	43.38	53.35	47.9	46.47	43.3	43.38	6.23	3.97	4.37	4.72	4.75	5.84	5.24	5.09	4.74	4.75					
Tarifa 1d	23.11	24.56	31.27	35.77	41.77	58.63	46.15	43.73	41.47	41.77	6.85	3.83	4.11	4.52	4.57	6.42	5.05	4.79	4.54	4.57					
Tarifa 1e			30.13	34.17	39.45			42.13	39.61	39.45	0	0	3.96	4.32	4.32	0	0	4.61	4.34	4.32					
Tarifa 2	49.14	63.51	81.22	92.85	105.5	124.66	119.35	113.58	107.64	105.5	14.56	9.89	10.69	11.73	11.55	13.65	13.06	12.43	11.78	11.55					
Tarifa 3	44.53	58.07	72.21	86.16	97.89	112.97	109.12	100.98	99.88	97.89	13.19	9.05	9.5	10.68	10.72	12.37	11.94	11.05	10.93	10.72					
Tarifa 5	47.44	57.89	75.69	88.67	107.55	120.35	108.78	105.85	102.79	107.55	14.06	9.02	9.96	11.2	11.77	13.17	11.51	11.59	11.25	11.77					
Tarifa 5a	38.78	47.18	61.2	71.46	90.12	98.38	88.66	83.58	82.84	90.12	11.49	7.35	8.05	9.02	9.86	10.77	5.7	9.37	9.07	9.86					
Tarifa 7	91.54	114.37	137.85	162.03	181.02	233.31	214.92	192.77	187.84	181.02	27.25	17.82	18.14	20.46	19.81	25.54	23.53	21.1	20.56	19.81					
Tarifa 9	12.76	13.48	15.07	17.79	19.6	32.42	25.33	21.07	20.62	19.6	3.79	2.1	1.98	2.25	2.17	3.55	2.77	2.31	2.26	2.17					
Tarifa 6	25.79	31.42	41.6	48.86	61.68	65.43	59.04	58.17	56.64	61.68	7.64	4.89	5.47	6.17	6.75	7.16	6.46	6.37	6.2	6.75					
Tarifa 6M			16.67	19.71	22.69			23.59	22.85	22.69	0	0	2.22	2.49	2.48	0	0	2.58	2.5	2.48					
Tarifa 6M	22.35	25.6	34.89	45.83	50.5	56.7	48.11	48.79	53.13	50.5	6.62	3.99	4.59	5.79	5.53	6.21	5.27	5.34	5.82	5.53					
Tarifa 6M	18.76	22.05	30.82	38.93	42.56	47.59	41.51	43.1	45.13	42.56	5.55	3.44	4.05	4.92	4.66	5.21	4.54	4.72	4.54	4.66					
HS y HS L	12.86	16.17	23.8	31.51	33.36	32.62	30.39	33.29	36.53	33.36	3.81	2.25	3.13	3.98	3.65	3.57	3.33	3.64	4	3.65					
HT y HT-L	10.7	13.83	19.97	25.63	26.93	27.14	25.99	27.93	29.71	26.93	3.17	2.15	2.63	3.24	2.95	2.97	2.84	3.06	3.25	2.95					
Tarifa LFC	13.9	19.12	27.13	35.65	40	35.26	35.93	37.94	41.33	40	4.12	2.98	3.57	4.5	4.38	3.86	3.93	4.15	4.52	4.38					
Total	19.23	23.25	31.29	38.63	43.36	48.48	43.69	43.76	44.78	43.36	5.7	3.62	4.12	4.88	4.75	5.34	4.78	4.79	4.9	4.75					
<b>Relación precio/costo</b>																									
Tarifa 1	0.5	0.46	0.42	0.4	0.43	0.5	0.46	0.42	0.4	0.43	0.5	0.46	0.42	0.4	0.43	0.5	0.46	0.42	0.4	0.43					
Tarifa 1a	0.53	0.48	0.41	0.38	0.4	0.53	0.48	0.41	0.38	0.4	0.53	0.48	0.41	0.38	0.4	0.53	0.48	0.41	0.38	0.4					
Tarifa 1b	0.55	0.5	0.46	0.44	0.48	0.55	0.5	0.46	0.44	0.48	0.55	0.5	0.46	0.44	0.48	0.55	0.5	0.46	0.44	0.48					
Tarifa 1c	0.54	0.48	0.43	0.41	0.44	0.54	0.48	0.43	0.41	0.44	0.54	0.48	0.43	0.41	0.44	0.54	0.48	0.43	0.41	0.44					
Tarifa 1d	0.52	0.42	0.36	0.35	0.38	0.52	0.42	0.36	0.35	0.38	0.52	0.42	0.36	0.35	0.38	0.52	0.42	0.36	0.35	0.38					
Tarifa 1e			0.35	0.34	0.37			0.35	0.34	0.37			0.35	0.34	0.37			0.35	0.34	0.37					
Tarifa 2	1.38	1.32	1.17	1.14	1.2	1.38	1.32	1.17	1.14	1.2	1.38	1.32	1.17	1.14	1.2	1.38	1.32	1.17	1.14	1.2					
Tarifa 3	1.39	1.28	1.11	1.12	1.19	1.39	1.28	1.11	1.12	1.19	1.39	1.28	1.11	1.12	1.19	1.39	1.28	1.11	1.12	1.19					
Tarifa 5	1.22	1.12	1.01	1.18	1.31	1.22	1.12	1.01	1.18	1.31	1.22	1.12	1.01	1.18	1.31	1.22	1.12	1.01	1.18	1.31					
Tarifa 5a	1	0.89	0.79	0.81	0.95	1	0.89	0.79	0.81	0.95	1	0.89	0.79	0.81	0.95	1	0.89	0.79	0.81	0.95					
Tarifa 7	1.26	0.98	0.97	1.03	0.98	1.26	0.98	0.97	1.03	0.98	1.26	0.98	0.97	1.03	0.98	1.26	0.98	0.97	1.03	0.98					
Tarifa 9	0.44	0.33	0.16	0.16	0.15	0.44	0.33	0.16	0.16	0.15	0.44	0.33	0.16	0.16	0.15	0.44	0.33	0.16	0.16	0.15					
Tarifa 6	0.92	0.81	0.73	0.7	0.83	0.92	0.81	0.73	0.7	0.83	0.92	0.81	0.73	0.7	0.83	0.92	0.81	0.73	0.7	0.83					
Tarifa 6M			0.29	0.29	0.31			0.29	0.29	0.31			0.29	0.29	0.31			0.29	0.29	0.31					
Tarifa 6M	1.09	0.9	0.85	0.95	0.96	1.09	0.9	0.85	0.95	0.96	1.09	0.9	0.85	0.95	0.96	1.09	0.9	0.85	0.95	0.96					
Tarifa 6M	0.98	0.83	0.81	0.86	0.89	0.98	0.83	0.81	0.86	0.89	0.98	0.83	0.81	0.86	0.89	0.98	0.83	0.81	0.86	0.89					
HS y HS-L	0.93	0.81	0.84	0.93	0.91	0.93	0.81	0.84	0.93	0.91	0.93	0.81	0.84	0.93	0.91	0.93	0.81	0.84	0.93	0.91					
HT y HT-L	0.9	0.81	0.82	0.88	0.87	0.9	0.81	0.82	0.88	0.87	0.9	0.81	0.82	0.88	0.87	0.9	0.81	0.82	0.88	0.87					
Tarifa LFC	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01	0.95	0.9	0.87	0.96	1.01					
Total	0.83	0.74	0.69	0.73	0.76	0.83	0.74	0.69	0.73	0.76	0.83	0.74	0.69	0.73	0.76	0.83	0.74	0.69	0.73	0.76					

Fuente

Rodríguez Padilla Víctor, Tarifas, costos y subsidios en CFE

TERCER COM  
 PLAN DE OBRAS

Tarifas eléctricas en el sector residencial

Tabla 6 (continuación)  
 PRECIOS, COSTOS Y SUBSIDIOS EN CFE POR TARIFA

	Moneda Corriente				Moneda Constante de 1998				Moneda corriente de EU					Moneda constante de EU de 1998						
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
	(centavos de peso/kWh)					(centavos de peso 1998/kWh)				(centavos de dólar/kWh)					(centavos de dólar 1998/kWh)					
<b>Costo medio</b>																				
Tarifa 1	41.72	54.8	78.05	92.85	100.6	105.84	102.99	109.14	107.64	100.6	0.124	0.085	0.103	0.117	0.11	11.58	11.27	11.95	11.78	11.01
Tarifa 1a	41.02	54.5	79.15	93.89	103.03	104.06	102.41	110.68	108.85	103.0	0.122	0.085	0.104	0.119	0.113	11.39	11.21	12.11	11.91	11.28
Tarifa 1b	41.44	54.66	77.7	92.05	99.46	105.12	102.71	108.65	106.71	99.46	0.123	0.085	0.102	0.116	0.109	11.51	11.24	11.89	11.68	10.89
Tarifa 1c	38.94	53.1	77.28	91.1	98.59	98.6	99.79	108.07	105.61	98.59	0.115	0.083	0.102	0.115	0.108	10.81	10.92	11.83	11.56	10.79
Tarifa 1d	44.44	58.48	86.86	102.2	109.92	112.74	109.89	121.47	118.48	109.92	0.132	0.091	0.114	0.129	0.12	12.34	12.03	13.3	12.97	12.03
Tarifa 1e			86.09	100.5	106.62			120.38	116.51	106.62	0	0	0.113	0.127	0.117	0	0	13.18	12.75	11.67
Tarifa 2	35.61	48.11	69.42	81.45	87.92	90.33	90.41	97.08	94.42	87.92	0.106	0.075	0.091	0.103	0.096	9.89	9.9	10.63	10.34	9.62
Tarifa 3	32.04	45.37	65.05	76.93	82.26	81.27	85.25	90.97	89.18	82.26	0.095	0.071	0.086	0.097	0.09	8.9	9.33	9.96	9.76	9
Tarifa 5	38.69	51.69	74.94	75.14	82.1	98.65	97.13	104.8	87.11	82.1	0.115	0.081	0.099	0.095	0.09	10.8	10.63	11.47	9.54	8.99
Tarifa 5a	38.78	53.01	77.47	88.22	94.86	98.38	99.62	109.33	102.27	94.86	0.115	0.083	0.102	0.111	0.104	10.77	10.9	11.86	11.2	10.38
Tarifa 7	72.99	116.7	142.11	157.31	184.71	185.17	219.3	199.73	182.37	184.71	0.216	0.182	0.187	0.199	0.202	20.27	24.01	21.75	19.96	20.22
Tarifa 9	29.05	40.85	94.19	111.19	132	73.68	76.76	131.71	128.9	132	0.085	0.064	0.124	0.14	0.144	8.07	8.4	14.42	14.11	14.45
Tarifa 6	28.03	38.79	56.99	69.6	74.31	71.11	72.89	79.69	80.92	74.31	0.083	0.06	0.075	0.088	0.081	7.78	7.98	8.72	8.86	8.13
Tarifa 9M			58.17	67.97	73.19			81.25	78.79	73.19	0	0	0.077	0.066	0.08	0	0	8.9	8.62	8.01
Tarifa 0M	20.5	28.44	41.05	48.24	52.6	52.02	53.45	57.4	55.93	52.6	0.061	0.044	0.054	0.061	0.058	5.69	5.85	6.28	6.12	5.76
Tarifa HM	19.14	26.61	38.05	45.27	47.82	48.56	50.01	53.21	52.48	47.82	0.057	0.041	0.05	0.057	0.052	5.32	5.47	5.82	5.74	5.23
HS y HS-L	13.83	19.96	28.33	33.88	36.66	35.08	37.51	39.62	39.28	36.66	0.041	0.031	0.037	0.043	0.04	3.84	4.11	4.34	4.3	4.01
HT y HT-L	11.89	17.07	24.35	29.13	30.95	30.16	32.08	34.06	33.76	30.95	0.035	0.027	0.032	0.037	0.034	3.3	3.51	3.73	3.7	3.39
Tarifa LFC	14.63	21.24	31.18	37.14	39.6	37.12	39.92	43.61	43.05	39.6	0.043	0.033	0.041	0.047	0.043	4.06	4.37	4.77	4.71	4.34
Total	23.17	31.42	45.35	52.92	57.05	58.78	59.04	63.41	61.35	57.05	0.069	0.049	0.06	0.067	0.062	6.43	6.46	6.94	6.72	6.25
	(millones de pesos)																			
<b>Subsidios</b>																				
Tarifa 1	1.567	2.323	3.548	4.491	5.120	3.975	4.365	4.962	5.206	5.120	464	362	467	567	560	435	478	543	570	560
Tarifa 1a	680	966	1.119	1.173	1.299	1.725	1.815	1.565	1.360	1.299	201	150	147	148	142	189	199	171	149	142
Tarifa 1b	913	1.380	2.398	3.208	3.526	2.316	2.593	3.353	3.719	3.526	271	215	316	405	386	254	284	367	407	386
Tarifa 1c	559	870	1.275	1.666	1.904	1.418	1.635	1.793	1.931	1.904	166	136	168	210	208	165	179	195	211	208
Tarifa 1d	550	952	541	763	863	1.395	1.789	757	885	863	163	148	71	96	84	153	196	83	97	84
Tarifa 1e	0	1.573	2.074	2.179	0	0	2.200	2.404	2.179	0	0	0	207	262	239	0	0	241	263	239
Tarifa 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa 5a	0	119	320	359	114	0	224	447	416	114	0	19	42	45	12	0	24	49	46	12
Tarifa 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifa 9	1.034	1.779	252	286	270	2.623	3.343	352	332	270	306	277	33	36	30	287	366	39	36	30
Tarifa 6	0	106	182	230	140	0	199	268	267	140	0	17	25	29	15	0	22	29	29	15
Tarifa 9M	0	0	2.972	3.564	3.752	0	0	4.156	4.132	3.752	0	0	391	450	411	0	0	455	452	411
Tarifa 0M	0	515	1.149	452	366	0	968	1.607	524	366	0	80	151	57	40	0	106	176	57	40
Tarifa HM	0	373	683	899	977	0	701	955	1.031	977	0	58	90	112	107	0	77	105	113	107
HS y HS-L	149	560	756	424	603	378	1.052	1.057	492	603	44	87	99	54	66	41	115	116	54	66
HT y HT-L	92	317	522	486	532	233	596	730	563	532	27	49	69	61	58	26	65	80	62	58
Tarifa LFC	220	750	1.220	518	0	558	1.409	1.706	601	0	65	117	161	65	0	61	154	187	66	0
Total	5.764	11.012	18.522	20.583	21.644	14.622	20.693	25.901	23.862	21.644	1.708	1.716	2.437	2.999	2.369	1.601	2.265	2.835	2.612	2.369

Tarifas eléctricas en el sector residencial

TEJES CON  
 PATRIA EN ORIGEN

Expresados por concepto, los gastos de explotación se desagregan de la siguiente forma: remuneraciones y prestaciones al personal 11.7%, energéticos 27.7%, fuerza comprada 5.4%, mantenimiento y servicios generales por contrato 4.1%, materiales de mantenimiento y consumo 3.2%, e impuestos y derechos 1.4%, lo cual hace un total de 53.5%.

Como se aprecia, los rubros más importantes son los combustibles (incluyendo la fuerza comprada) y el aprovechamiento, ya que juntos representan el 59.4% del costo total.

#### *Evolución.*

El precio y el costo medio disminuyeron en moneda constante entre 1994 y 1998. Sin embargo, los primeros lo han hecho más rápido ( - 2.8%) que los segundos ( - 0.6%). Como consecuencia la relación precio / costo ha empeorado. De un valor inicial de 0.83 en 1994 descendió a 0.69 en 1996, como resultado del aumento de costos desencadenado a raíz de la crisis financiera de 1994-1995, así como de la elevación de los precios del petróleo durante 1995-1996. Gracias a diversos ajustes tarifarios el indicador se ha venido recuperando lentamente, alcanzando un valor de 0.76 al final del período; sin embargo, ese nivel permanece todavía por debajo del alcanzado en 1994. A lo largo de esos 4 años la caída neta de la relación precio/costo fue de 8.4%. En algunos casos la disminución ha sido más importante: 65.9% para la tarifa 9 (bombeo agrícola en baja tensión), 26.9% para la tarifa 1d, 24.5% para la tarifa 1a, 22.2% para la tarifa 7 (servicio temporal) y 18.5% para la tarifa 1c. En contraste, la relación precio/costo para el alumbrado público para las áreas metropolitanas de México, Monterrey y Guadalajara (tarifa 5) se ha incrementando en 7.4% agudizando el problema del sobre precio que pagan los gobiernos locales respecto al costo del servicio.

## **2.4 Subsidios.**

### *Situación actual.*

Como para la mayoría de las tarifas los precios no alcanzan a cubrir los costos, la diferencia entre ambas variables es cubierta mediante subsidios. En 1998 éstos ascendieron a 21,645 millones de pesos (2,369 millones de dólares), de los cuales el sector residencial absorbió la mayor parte, pues su participación alcanzó el 68.8%, viene enseguida el riego agrícola, acaparando el 18.6; la mediana empresa y la gran industria reciben el 6.2% y 5.2% respectivamente; finalmente, el sector servicio (alumbrado y bombeo) sólo participan con el 1.2% (véase tabla 7).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Tabla 7  
SUBSIDIOS EN CFE POR SECTOR CONSUMIDOR  
(millones de pesos)

	1994	%	1995	%	1996	%	1997	%	1998	%
Residencial	4 269	74.1	6 491	58.9	10 454	56.4	13 374	6.5	14 890	68.8
Comercial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Servicios	0	0	225	2	512	2.8	590	2.9	254	1.2
Agrícola	1 034	17.9	1 779	16.2	3 224	17.4	3 850	18.7	4 022	18.6
Empresa Media	0	0	889	8.1	1 833	9.9	1 341	6.5	1 343	6.2
Gran Industria	241	4.2	878	8	1 278	6.9	911	4.4	1 136	5.2
LFC	220	3.8	750	6.8	1 220	6.6	518	2.5	0	0
Total	5 764	100	11 012	100	18 522	100	20 583	100	21 645	100

Fuente:  
Rodríguez Padilla Víctor, *Tarifas, costos y subsidios en CFE*.

El sector comercial y LFC no recibieron subsidios, antes al contrario, las ventas a esos clientes ayudaron a cubrir el déficit en otros sectores: en 1998 pagaron, respectivamente, alrededor de 1,239 y 160 millones de pesos más de lo que debería, es decir, por arriba de los costos respectivos.<sup>62</sup> La participación de los clientes comerciales y LFC para cubrir la diferencia entre precios y costos de la electricidad vendida por CFE ascendió a 5.7% y 0.7% respectivamente. Los consumidores residenciales con consumos excedentes también contribuyeron a cubrir esa brecha, pero la información disponible no permite dilucidar en que proporción.

La repartición del subsidio dentro de cada sector se efectúa de la manera siguiente (véase tabla 8):

Tabla 8  
SUBSIDIOS EN CFE POR TARIFA  
(millones de pesos)

	1994	%	1995	%	1996	%	1997	%	1998	%
Tarifa 1	1 567	27.2	2 323	21.1	3 548	19.2	4 491	21.8	5 120	23.7
Tarifa 1a	680	11.8	966	8.8	1 119	6	1 173	5.7	1 299	6
Tarifa 1b	913	15.8	1 380	12.5	2 398	12.9	3 208	15.6	3 526	16.3
Tarifa 1c	559	9.7	870	7.9	1 275	6.9	1 666	8.1	1 904	8.8
Tarifa 1d	550	9.5	952	8.6	541	2.9	763	3.7	863	4
Tarifa 1e	-	-	-	-	1 573	8.5	2 074	10.1	2 179	10.1
Tarifa 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa 5a	-	-	119	1.1	320	1.7	359	1.7	114	0.5
Tarifa 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa 9	1 034	17.9	1 779	16.2	252	1.4	286	1.4	270	1.2
Tarifa 6	-	-	106	1	192	1	230	1.1	140	0.6
Tarifa 9M	-	-	-	-	2 972	16	3 564	17.3	3 752	17.3
Tarifa OM	-	-	515	4.7	1 149	6.2	452	2.2	366	1.7
Tarifa HM	-	-	373	3.4	683	3.7	889	4.3	977	4.5
HIS y HIS-L	149	2.6	560	5.1	756	4.1	424	2.1	603	2.8
HT y HT-L	92	1.6	317	2.9	522	2.8	486	2.4	532	2.5
Tarifa LFC	220	3.8	750	6.8	1 220	6.6	518	2.5	-	-
Total	5 764	100	11 012	100	18 522	100	20 583	100	21 644	100

Fuente:  
Rodríguez Padilla Víctor, *Tarifas, costos y subsidios en CFE*.

<sup>62</sup> Por una parte, las ventas al sector comercial ascendieron a 7.8 TWh con un sobreprecio (diferencia entre el precio medio y el costo medio) de 0.1751 pesos por kWh. Por otra parte, las ventas a LFC llegaron a 41.9 TWh y se efectuaron con un sobreprecio de 0.004 pesos/kWh

a) En el caso del sector residencial, el subsidio alcanzó los 14,890 millones de pesos, el cual fue absorbido principalmente por los clientes abonados a las tarifas 1 ya que recibieron el 34.3%; le siguen los abonados a las tarifas 1b (23.7%), 1c (14.6%) y 1e (12.8%). Las tarifas 1a y 1d participaron con el 8.7% y 5.8% respectivamente.

b) El subsidio al bombeo agrícola ascendió a 4,022 millones de pesos y se localizó preponderante (93.7%) en la tarifa 9m que es la de media tensión (2 a 35 kV). La tarifa 9, la de baja tensión (120 o 200 volts), sólo recibió el 6.7%.

c) En el caso de la mediana empresa el subsidio llegó a 1,343 millones de pesos siendo las demandas mayores a 100 kW (tarifa H-M) las que absorbieron la mayor parte (72.7%); el resto correspondió a las demandas menores a 100 kW (tarifa O-M).

d) El subsidio a la gran industria se situó en 1,135 millones de pesos, repartidos casi equitativamente entre las tarifas de alta tensión nivel subtransmisión (53.1%), y alta tensión nivel transmisión (46.9%).

e) En el sector servicios el subsidio alcanzó 254 millones de pesos, con una repartición casi igualitaria entre la tarifa 6, bombeo de aguas municipales, (55.1%), y la tarifa 5a, alumbrado público fuera de las zonas metropolitanas de México, Monterrey y Guadalajara, (44.9%). Como ya fue señalado la tarifa para el alumbrado público para esas grandes ciudades (tarifa 5) no recibió subsidio alguno, antes al contrario, ayudó a cubrir el déficit de otras tarifas.

Por último hay que señalar que CFE no cuenta con información que permita saber como se reparten los subsidios por entidad federativa o por división de distribución.

#### *Evolución.*

Entre 1994 y 1998 el subsidio se incrementó en términos reales en un 48.0%, pasando de 14,622 a 21,645 millones de pesos de 1998. El aumento más importante ocurrió entre 1994 y 1996, periodo en el cual se observó un ritmo anual de crecimiento del 33.5%. Como resultado en 1996 el subsidio alcanzó la cifra record de 25,901 millones de pesos de 1998. Desde entonces ha venido disminuyendo a una tasa del 8.6%, pero guarda niveles muy superiores a los de 1994.

En los últimos cinco años los subsidios que reciben algunas tarifas han aumentado en términos reales, pero en otros casos han disminuido. Los usuarios que se han beneficiado con dicha alza han sido los siguientes: i) la mediana empresa, que de no recibir nada en 1994 pasó a recibir 1,343 millones de pesos (147 M\$US) en 1998; la gran industria, que se benefició de un aumento del 85.9%, ya que su subsidio pasó de 611 a 1,056 millones de pesos; iii) el uso agrícola, el cual se benefició con un aumento del 53.3%, al pasar su subsidio de 2,623 a 4,022 millones de pesos; iv) el sector residencial que recibió un aumento del 37.5% (de 10,830 a 14,890 millones de pesos); y, finalmente, v) los servicios, que ahora reciben 254 millones de pesos; en cambio el subsidio a la tarifa de LFC desapareció.

Los usuarios que más se han beneficiado del aumento del monto de subsidios han sido los de las tarifas HT y HT-L (+127.9%), HS y HS-L (+59.5%), 1b (+52.2%), HM (39.4%), 1c (34.3%), y tarifa 1 (28.8%). En cambio, las tarifas que han visto disminuir el monto del subsidio que reciben son las siguientes: la tarifa de LFC (-100%), la tarifa 1d (-38.1%), la tarifa 1a (-24.7%).

Es interesante observar que desde que los subsidios alcanzaron su nivel máximo en 1996, han venido disminuyendo para prácticamente todas las tarifas, con excepción de la mayoría de las tarifas residenciales. La reducción promedio ha sido de 16.4%, sin embargo ese sacrificio ha sido repartido de manera desigual, pues se ha repercutido principalmente sobre las tarifas para LFC (en 1996 recibió 1,706 millones de pesos pero en 1998 ninguno), así como sobre las tarifas para la pequeña empresa -tarifa OM- (-72.2%), el alumbrado público fuera de las tres grandes ciudades (-74.5%), el bombeo de aguas municipales (-47.8%) y la gran industria en subtransmisión (-43.0%). En contraste, los principales beneficios del aumento de subsidios desde 1996 han sido la tarifa residencial para verano muy caluroso -tarifa 1d- (+14.0%), para verano caluroso -tarifa 1c- (+5.8%) y medianamente caluroso -tarifa 1b- (+5.2%).

### Conclusiones.

En nuestro país el esquema tarifario actual refleja escasamente los costos y su determinación ha estado altamente politizado. Las tarifas de baja tensión se definen con base en los costos históricos los cuales se derivan de la contabilidad de CFE. Por el contrario, las tarifas de media y alta tensión así como las de respaldo a autoprodutores se apegan a los costos marginales de largo plazo.

Analizando la evolución de las tarifas a precios constantes, destaca su tendencia a mantener un precio constante, al menos en los últimos cinco años.

El precio medio al cual se vende la electricidad no alcanza a cubrir el costo respectivo, algunos usuarios pagan más de lo que realmente cuesta el servicio y otros pagan de menos; esta situación incorrecta se ha agravado en los últimos años.

La mayoría de las tarifas eléctricas están subsidiadas, pero sobre todo las residenciales y las de riego agrícola. Existen subsidios cruzados entre los distintos sectores consumidores lo cual va en detrimento de la eficiencia asignativa y el subsidio tanto al bombeo agrícola como a la mediana empresa se concentran en los mayores consumos, lo cual indica que la asignación de dichos subsidios no sigue criterios de equidad o apoyo a los pequeños empresarios. La mediana empresa y la gran industria reciben subsidios pero esa decisión no se enmarca dentro de una política oficial de desarrollo industrial. Por otra parte, la disminución de los subsidios se ha repartido de manera desequilibrada entre los usuarios.

### **III. Precios y subsidios en el sector residencial.**

En este capítulo se detalla la estructura actual de las tarifas domésticas así como la distribución de clientes domésticos por tarifa. A continuación se analiza el monto y la distribución de subsidios en estas tarifas haciendo énfasis en el impacto del precio de la electricidad en la economía familiar. Finalmente se muestran varias propuestas para lograr una reestructuración tarifaria que buscan resolver la problemática de los subsidios. Destaca en la última parte el *Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas* hecho por el Ejecutivo en febrero de 2002.

## 1. Precios.

### 1.1. Carácter y transformación de las tarifas domésticas.

El 19 de enero de 1962 se definieron tres tarifas residenciales: superior, normal e inferior, las cuales diferían entre sí en el cargo por energía consumida. La razón del establecimiento de estas tres tarifas fue la diversidad de tarifas que había en el país antes de ese año. En 1964 se unificaron los tres niveles en uno sólo, que fue el nivel normal a la tarifa se le denominó Tarifa 1 (Residencial). Durante el período de 1962 a 1973 las tarifas incluyeron un cargo fijo, independientemente de la energía consumida. El 15 de octubre de 1973 se eliminan los cargos fijos en este servicio y se definieron tres bloques de consumo. Además se establece la tarifa 1a para ayudar a los usuarios de las regiones con clima muy cálido: los bloques y precios permanecieron iguales a los de la tarifa 1 en los meses fuera de verano. El criterio de la incorporación de las localidades a esta tarifa fue el que su temperatura media mensual en los 4 meses consecutivos más cálidos fuera de 25 °C o mayor.

En 1975 y en 1976 se autorizaron incrementos en los precios de los tres bloques. A partir de 1978 y hasta 1982 los precios tuvieron un incremento mensual acumulativo. En este último año aparece nuevamente el concepto de cargos por servicio, estableciéndose cinco cargos por servicio. Se incrementan súbitamente las tarifas y en forma acumulativa a partir del 2 de agosto de 1982 hasta diciembre de 1983.

Durante el año de 1983 la prestación del servicio de energía eléctrica quedará gravada con un impuesto sobre producción y servicios con una cuota de \$1.00 por cada kilowatt-hora. El 30 de diciembre de 1983 se incrementó el precio, implantándose nuevas modificaciones a su estructura, se redujo el número de cargos fijos a uno sólo. El 31 de diciembre de 1984 se incrementaron las tarifas y se autorizó un aumento mensual acumulativo a partir del 1 de febrero de 1985. El 31 de diciembre de 1985 se autorizó un aumento súbito y asimismo uno mensual acumulativo a partir del mes de febrero de 1986. Además se cambió la estructura de las tarifas cancelando el cargo fijo y se aumentaron a 6 el número de bloques.

El 31 de diciembre de 1986 se implantaron las tarifas 1b y 1c, con las siguientes características: la primera se aplica a localidades con temperatura de 28 °C como mínimo en verano y la segunda con una temperatura de 30 °C como mínimo también en verano. Cuentan con siete bloques, para los cuales sus límites de consumo son diferentes. En



diciembre de 1987, septiembre y diciembre de 1989, noviembre de 1990 y noviembre de 1991 se autorizó un incremento en los precios de las tarifas.

En marzo de 1990 la tarifa 1b se reestructuró para la temporada de verano, se introdujo un nuevo intervalo de consumo mensual, las cuotas mensuales para la tarifa 1b en la temporada fuera de verano, son las establecidas para la tarifa 1. En esa misma fecha se crea la tarifa 1d aplicable en localidades con temperaturas medias de 31 °C como mínimo durante dos meses consecutivos o más; las cuotas mensuales para esta tarifa en la temporada fuera de verano son las establecidas para la tarifa 1.

En 1991 fue introducido un cargo fijo el cual a simple vista representaba la característica de la estructura tarifaria, en el sentido de que a mayor consumo mayor costo. El 21 de octubre de 1992 se autorizó un incremento mensual acumulativo en los precios. El 1 de enero de 1993 por disposición oficial se divide a la moneda entre 1000. El 31 de marzo de 1995 se autorizó un incremento súbito de 20% y se continúa con el factor de ajuste mensual acumulativo en los precios. El 26 de mayo de 1995 se crea la tarifa 1e aplicable en localidades con temperatura de 32 °C como mínimo durante dos meses consecutivos, fuera de la temporada de verano las cuotas son las establecidas para la tarifa 1.

El 18 de diciembre de 1995 se modifica la estructura tarifaria al eliminarse el cargo fijo, se reduce el número de bloques de energía de 6 a 3: básico, intermedio y excedente para todas las tarifas domésticas, excepto para la Tarifa 1e en la que existen cuatro bloques ya que el bloque intermedio esta a su vez dividido en bajo y alto.

## 1.2 Estructura actual.

Las tarifas residenciales, que se ubican dentro del grupo de tarifas de usuarios de baja tensión, se aplican a todos los servicios que destinen energía para uso exclusivamente doméstico, cualquiera que sea la carga conectada individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Para su clasificación se considera que una localidad alcanza temperatura media mínima en verano, cuando alcance el límite indicando durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca.

Estas tarifas se agrupan en seis tipos:

Tarifa 1.

Servicio doméstico para localidades con temperatura media menor a 25 °C.

Tarifa 1 A.

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 °C.

Tarifa 1 B.

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 °C.

Tarifa 1 C.

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 °C.

**Tarifa 1 D.**

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 °C.

**Tarifa 1 E.**

Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 °C.

Cada tarifa está dividida en bloques de consumo y cada bloque representa un costo diferenciado, de tal manera que el usuario que más consume paga un precio mayor por el kWh. Hasta 1995, existían cinco bloques de consumo, a partir de 1996, éstos se redujeron a tres, el primer bloque para un consumo de 1 a 75 kWh, el segundo de 76 a 200 kWh y el tercero para un consumo mayor de los 200 kWh. Los bloques de consumo son incluyentes, es decir, para la tarifa 1, un usuario que consume más de 200 kWh al mes pagará un valor por cada kWh de consumo de los primeros 75 kWh, otro aún mayor por los 200 kWh y un último precio mayor a los anteriores por cada kWh adicional a los primeros 200 kWh de consumo mensual.

En la actualidad existen 6 tarifas para el servicio doméstico. La tarifa 1, se aplica a todo el país durante el invierno y a las localidades con clima templado durante el verano, las cinco restantes se aplican únicamente durante el verano y en localidades donde la temperatura media supera 25 °C (tarifa 1a), 28 °C (tarifa 1b), 30 °C (tarifa 1c), 31 °C (tarifa 1d) y 32 °C (tarifa 1e).

Cada tarifa se divide en tres bloques de consumo (básico, intermedio y excedente), y a cada uno se le aplica un precio diferente. Con la finalidad de tomar en cuenta el efecto climático, dichos precios disminuyen conforme aumenta la temperatura promedio, en tanto que el tamaño de los bloques aumenta, en otras palabras, no sólo se cobra menos durante la época de calor sino que la banda de consumo a la cual se le aplica el precio se hace más grande. El usuario se beneficia de ese doble efecto.

Así, al cliente con tarifa 1 se le cobran los primeros 75 kWh (primer bloque) al precio básico, los siguientes 125 kWh (segundo bloque) al precio intermedio, y los kWh siguientes (tercer bloque) al precio excedente. (véase tabla 9). Para el cliente de la tarifa 1a, el primer bloque comprende 100 kWh, el segundo unos 150 kWh y el tercero empieza a partir de 250 kWh. Para un cliente de la tarifa 1b dichos valores son 125, 175 y 300 kWh respectivamente, para la tarifa 1c de 150, 600 y 750 kWh, para la tarifa 1d de 175, 825 y 1000 kWh respectivamente. La tarifa 1e tiene un bloque básico de 300 kWh, dos bloques intermedios (el primero entre 300 y 1 200 kWh y el segundo entre 1 200 y 2 500 kWh), y un bloque excedente que empieza a partir de 3 000 kWh.

Los precios para los consumos básico e intermedio de la tarifa 1 se situaron en 0.33 y 0.38 pesos, respectivamente, en junio de 1998. En cambio, en el caso de las tarifas 1a, 1b, 1c y 1d, dichos precios alcanzaron 0.28 y 0.33 pesos. En el caso de la tarifa 1e, el precio del consumo básico fue de 0.24 pesos, el del primer bloque intermedio de 0.30 pesos, el del segundo bloque intermedio de 0.70 pesos. En todos los casos el precio del consumo excedente fue de 1.11 pesos. Nótese que los precios que se aplican a los consumos básico e intermedio están por debajo de los costos respectivos; la diferencia es cubierta por un subsidio. En cambio el precio aplicado al consumo excedente está por arriba de su costo respectivo.

Cabe destacar que si el consumo mensual se sitúa entre 0 y 0.25 kWh, se paga un cargo fijo, el cual depende de la tarifa a la cual se esté abonado: 8 pesos para los usuarios de la tarifa I, 7 pesos para los de las tarifas Ia, Ib, Ic y Id, y 6 pesos para los abonados a la tarifa Ie.

Tabla 9  
FACTURACIÓN POR NIVEL DE CONSUMO (2001)  
(pesos mensuales)

Consumo kWh/mes	Tarifa I	Tarifa Ia	Tarifa Ib	Tarifa Ic	Tarifa Id	Tarifa Ie
0	8	7	7	7	7	6
25	8	7	7	7	7	6
50	16	14	14	14	14	12
75	25	21	21	21	21	18
100	34	28	28	28	28	24
125	44	36	35	35	35	30
150	53	45	43	42	42	35
175	62	53	52	50	49	41
200	72	61	60	59	57	47
225	100	70	68	67	66	53
250	128	78	77	75	74	59
275	155	106	85	84	82	65
300	183	134	93	92	91	71
400	294	245	205	126	124	101
500	406	356	316	159	158	130
600	517	468	427	192	191	160
700	628	579	539	226	224	190
800	740	690	650	298	258	219
900	851	802	761	409	291	249
1000	962	913	873	521	325	279
1100	1074	1024	984	632	436	308
1200	1185	1135	1095	743	547	338
1300	1296	1247	1206	855	658	408
1400	1407	1358	1318	966	770	479
1500	1519	1469	1429	1077	881	549
1600	1630	1581	1540	1188	992	619
2000	2075	2026	1986	1634	1438	901
2500	2632	2582	2542	2190	1994	1252
3000	3188	3139	3099	2747	2551	1809
3500	3745	3695	3655	3303	3107	2365

	bloque de consumo básico
	bloque de consumo intermedio (la tarifa Ie tiene dos bloques interm.)
	bloque de consumo excedente

Fuente:

Rodríguez Padilla, Víctor. "Tarifas, costos y subsidios en CFE".

Durante el periodo de invierno, el 39% de los clientes domésticos se ubican en el bloque de consumo básico, el 47% en el bloque intermedio y el restante 14% en el bloque de consumo excedente. Durante el verano, el número de clientes con consumo básico aumenta hasta representar el 45%, en razón de la ampliación de los bloques tarifarios

durante esa estación; sin embargo, los clientes con consumo intermedio siguen siendo la mayoría (46%); el restante 9% se sitúa en el bloque excedente.

De lo anterior se desprenden cuatro observaciones:

- i) El sobreprecio que se aplica al consumo excedente<sup>53</sup> está sirviendo para compensar el subsidio a los consumos básico e intermedio. La información proporcionada por CFE no permite calcular los ingresos percibidos por dicho sobreprecio, por lo que no se puede saber en que medida alcanza a cubrir el subsidio a los consumos básico e intermedio<sup>54</sup>. En todo caso, es claro que ese subsidio cruzado sirve como un mecanismo económicamente neutro de redistribución del ingreso.
- ii) Los usuarios más beneficiados con el actual esquema tarifario son los que se encuentran en el límite superior del consumo intermedio, que son en su mayoría familias de clase media. Ello es contrario a la equidad.
- iii) En las zonas de clima cálido extremo (tarifas 1c, 1d y 1e), los que más se benefician de los subsidios son los usuarios que más consumen, por lo general, familias que usan intensivamente el aire acondicionado, comodidad a la cual no tienen acceso los hogares de clase popular.
- iv) Los consumidores marginales (aquellos con consumos mensuales inferiores a 25 kWh pagan más por la energía eléctrica que cualquier otro usuario, lo cual es inequitativo (véase tabla 10). Ellos se debe a que entre 0 y 25 kWh de consumo mensual, la factura es la misma (como hemos visto, entre 8 y 6 pesos, dependiendo la tarifa a la cual se esté abonado). Así por ejemplo, una familia muy pobre abonada a la tarifa 1 que prende 2 focos para alumbrarse durante 3 horas en la noche, consume al mes 10.8 kWh, pagando por ello 8 pesos, es decir, 0.74 pesos por kWh. En cambio una familia de clase media en un departamento bien equipado en electrodomésticos que consume 200 kWh mensuales recibe una factura de 72 pesos, es decir, paga el kWh a 0.36 pesos. Esa situación inequitativa afecta, al menos a 1.8 millones de familias pobres<sup>55</sup>.

De la exposición anterior se desprenden tres conclusiones: i) los subsidios al sector residencial son considerablemente inequitativos, siendo las clases medias las más beneficiadas; y ii) el subsidio a las zonas cálidas favorecen a los usuarios con mayor capacidad económica para consumir.

<sup>53</sup> Alrededor de 0.09 pesos por kWh.

<sup>54</sup> Para hacer una estimación es necesario saber cuánto consumo excedente, intermedio y básico se facturó en 1998, en particular en junio de ese año, tanto en kWh como en pesos.

<sup>55</sup> Se trata del 20% de los clientes abonados a las tarifas 1 y 1a, los cuales pagan una factura mensual menor a 10 pesos.

Tabla 10  
FACTURACIÓN POR NIVEL DE CONSUMO 1/ (2001)  
(pesos/kWh)2/

Consumo kWh/mes	Tarifa 1	Tarifa 1a	Tarifa 1b	Tarifa 1c	Tarifa 1d	Tarifa 1e
0	na	na	na	na	na	na
5	1.6	1.4	1.4	1.4	1.4	1.2
10	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.6
15	0.53	0.47	0.47	0.47	0.47	0.4
20	0.4	0.35	0.32	0.35	0.35	0.3
25	0.32	0.28	0.28	0.28	0.28	0.24
50	0.32	0.28	0.28	0.28	0.28	0.24
75	0.33	0.28	0.28	0.28	0.28	0.24
100	0.34	0.28	0.28	0.28	0.28	0.24
125	0.35	0.29	0.28	0.28	0.28	0.24
150	0.35	0.3	0.29	0.28	0.28	0.23
175	0.35	0.3	0.3	0.29	0.28	0.23
200	0.36	0.31	0.3	0.3	0.29	0.24
225	0.44	0.31	0.3	0.3	0.29	0.24
250	0.51	0.31	0.31	0.3	0.3	0.24
275	0.56	0.39	0.31	0.31	0.3	0.24
300	0.61	0.45	0.31	0.31	0.3	0.24
400	0.74	0.61	0.51	0.32	0.31	0.25
500	0.81	0.71	0.63	0.32	0.32	0.26
600	0.86	0.78	0.71	0.32	0.32	0.27
700	0.9	0.83	0.77	0.32	0.32	0.27
800	0.93	0.86	0.81	0.37	0.32	0.27
900	0.95	0.89	0.85	0.45	0.32	0.28
1000	0.96	0.91	0.87	0.52	0.33	0.28
1100	0.98	0.93	0.89	0.57	0.4	0.28
1200	0.99	0.95	0.91	0.62	0.46	0.28
1300	1	0.96	0.93	0.66	0.51	0.31
1400	1.01	0.97	0.94	0.69	0.55	0.34
1500	1.01	0.98	0.95	0.72	0.59	0.37
1600	1.02	0.99	0.96	0.74	0.62	0.39
2000	1.04	1.01	0.99	0.82	0.72	0.45
2500	1.05	1.03	1.02	0.88	0.8	0.5
3000	1.06	1.05	1.03	0.92	0.85	0.6
3500	1.07	1.06	1.04	0.94	0.89	0.68

Notas:

1/ Se obtiene al dividir la factura mensual en pesos entre los kWh consumidos.

Facturación en julio de 1998.

2/ En la zona gris se logró cubrir el costo medio de la tarifa respectiva.

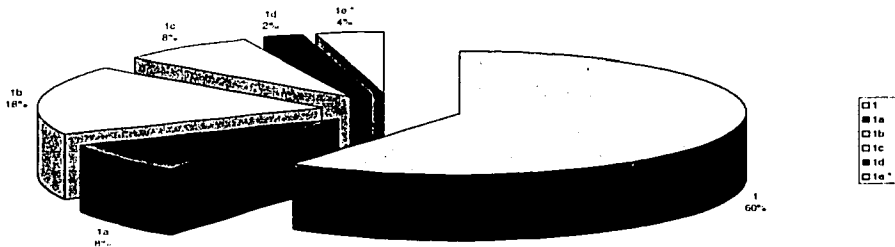
Fuente:

Rodríguez Padilla, Víctor. "Tarifas, costos y subsidios en CFE".

### 1.3 Distribución de clientes por tarifa.

En la gráfica 12 se muestra la distribución de los clientes domésticos por tarifa.

Gráfica 12. Distribución de los clientes domésticos por tarifa



En la tabla 11 se muestra la distribución de los clientes domésticos según la ubicación de su consumo en los bloques tarifarios.

TABLA 11  
DISTRIBUCIÓN DE LOS CLIENTES DOMÉSTICOS  
SEGÚN LA UBICACIÓN DE SU CONSUMO EN LOS BLOQUES TARIFARIOS

TARIFA	INVIERNO			VERANO			DISTRIBUCIÓN POR TARIFA
	BÁSICO	INTERMEDIO	EXCEDENTE	BÁSICO	INTERMEDIO	EXCEDENTE	
1	42%	48%	10%	42%	48%	10%	60%
1a	44%	45%	11%	53%	38%	9%	8%
1b	34%	48%	19%	47%	41%	12%	18%
1c	30%	46%	24%	51%	46%	3%	8%
1d	23%	50%	27%	40%	57%	3%	2%
1e*	23%	44%	33%	50%	43%	2%	4%
					5%		
promedio	39%	47%	14%	45%	46%	9%	100%

\* La tarifa 1e tiene dos bloques intermedios en el verano

#### 1.4 Factura mensual típica.

En la tabla 12 se muestran facturas mensuales típicas de los clientes domésticos.

TABLA 12  
FACTURAS MENSUALES TÍPICAS DE LOS CLIENTES DOMÉSTICOS

Proporción de clientes con factura menor	Factura mensual (pesos)											
	Tarifa 1		Tarifa 1a		Tarifa 1b		Tarifa 1c		Tarifa 1d		Tarifa 1e	
	invierno	verano	invierno	verano	invierno	verano	invierno	verano	invierno	verano	invierno	verano
20%	10	10	9	7	12	10	14	13	18	25	19	26
40%	20	20	19	17	27	26	30	29	34	43	37	49
60%	32	32	32	29	41	41	45	45	50	65	55	81
80%	48	48	50	48	65	63	82	74	94	111	127	153
95%	109	109	131	124	190	224	244	170	249	238	325	474

## 2. Subsidios.

El consumo residencial de energía eléctrica recientemente ha captado extraordinaria atención en el tema de las finanzas públicas. Esto motivado por el alto porcentaje que ha llegado a constituir dentro del total de los subsidios otorgados por las empresas del servicio público de electricidad, como parte de la política social de nuestro país.

Las tarifas del servicio eléctrico surgen como instrumentos fundamentales que requieren ser bien aplicados y diseñados cada vez mejor, pero también que sean un canal de educación sobre el ahorro y uso eficiente de energía, de racionalización del consumo y sus diversas implicaciones.

### 2.1 Monto y distribución.

En la actualidad, la política estatal tiene como propósito para financiar la nueva oferta eléctrica dos políticas fundamentales: la eliminación paulatina de los subsidios para elevar los niveles de autofinanciamiento de la CFE y la intervención del sector privado en la construcción de la infraestructura eléctrica<sup>56</sup>.

En el caso del sector residencial, los incrementos en las tarifas ocurrido en 1991 a través del llamado cargo fijo, promovieron un aumento mayor a los usuarios de menor consumo. A partir de 1996 el cargo fijo se elimina y se incluye en los bloques tarifarios, sin embargo, al incremento abrupto sufrido en 1991, que en el caso de los consumidores de menores ingresos llegó a ser de más del 100% se adicionan los incrementos anuales del 12% que se establecen en 1996. En el caso de la tarifa residencial, la política de la eliminación de los subsidios se da en un contexto también desfavorable en términos del ingreso familiar.

Esta situación indica que la redefinición de las tarifas eléctricas no se reduce a la permanencia o no de los subsidios, sino a una evaluación integral que incorpore el contexto económico y social del país.

Las estimaciones acerca de los índices de pobreza en México estiman que en 1993 entre el 44% y 66% de la población era oficialmente pobre y entre el 16% y el 25% se encontraba en extrema miseria.<sup>57</sup> En estas condiciones, la disminución del subsidio a la electricidad particularmente en el sector residencial, puede traer consigo una exclusión de los usuarios del servicio eléctrico, como ya ha ocurrido en regiones del sur del país, donde se han realizado cortes masivos del sector eléctrico. Si desaparecieran por completo los subsidios, sin ningún otro programa adicional, se promoverá cierta eficiencia energética en los consumidores medios y de altos recursos, sin embargo, para una parte importante de la población que ha perdido o no tiene capacidad de compra, esto significaría reducción de los beneficios derivados del servicio eléctrico o inclusive exclusión de los mismos.

<sup>56</sup> Sheinbaum Claudia, Islas Jorge, Rodríguez V. Luis, "Retos actuales del sector eléctrico mexicano: financiamiento y tarifas", Instituto de Ingeniería.

<sup>57</sup> INEGI-CEPAL, 1993; Bolvitnik, 1995; Hernández Laos, 1992.

Si se considera que la electricidad es un servicio de bienestar indispensable en el México actual, antes de continuar con la política actual de disminución de los subsidios, es imprescindible considerar en la toma de decisiones, el gasto que la electricidad representa en el ingreso familiar y cuál sería el efecto de un aumento en la tarifa en los diferentes estratos sociales.

Bajo las condiciones económicas del país de desempleo y depresión de los salarios es muy probable que el subsidio deberá seguirse manteniendo para los estratos sociales más necesitados. El Estado no debe renunciar a su capacidad de incidir en la redistribución de la riqueza y el acceso al bienestar social, porque tratar a los desiguales como iguales, lo único que provocaría sería mayor desigualdad y la libre competencia sería en los hechos, una competencia predeterminada.

La importancia cardinal que adquieren las características socioeconómicas y demográficas de los hogares, se hace manifiesta al examinar la problemática de los subsidios al consumo residencial de electricidad en nuestro país.

Para hacer un breve análisis de los subsidios en el país, es necesario hacerlo de manera indirecta. El precio medio residencial en México fue más alto que en Estados Unidos hasta 1976, lo que nos lleva a concluir que en el sexenio del presidente Luis Echeverría el precio de la electricidad se bajó a costo internacional (siempre tomando como referencia el precio de Estados Unidos). Durante el sexenio de López Portillo se logra prácticamente mantener los precios iguales al referente, sólo en su último año empieza a aparecer claramente un precio por abajo del referente, lo cual implicaría ya un subsidio. En el ejercicio de Miguel de la Madrid el subsidio no sólo se mantiene sino que sigue creciendo: fue hasta el mandato de Salinas de Gortari cuando la relación precio/costo mejoró, sin embargo con el "error de diciembre de 1994", de nueva cuenta se deterioró. En los seis años de Ernesto Zedillo, esta relación se mejoró paulatinamente, aunque todavía mantiene un importante diferencial.

Cabe señalar que durante estos años, 1970-1999, se hicieron varios cambios en la estructura tarifaria. Para detallar el impacto del subsidio en los diferentes rangos de consumo de usuarios residenciales revisamos la información de la Tarifa 1 para todo el Sector Eléctrico, en 1998, conformada por tres cargos por energía consumida mensualmente: el consumo básico que abarca los primeros 75 kWh; el consumo intermedio que contempla los siguientes 125 kWh y el consumo excedente que incluye los kilowatts-hora adicionales a los anteriores.

Tomando en cuenta esta estructura, de la información contenida en las tablas 13 y 14, se obtiene que el 39% de los usuarios consume menos de 75 kWh, 47% consume entre 75 y 200 kWh y un 14% consume 200 kWh o más; de las ventas el primer escalón concentra el 11%, el segundo el 50% y el tercero 39%; sin embargo, el monto de dinero otorgado por subsidio tiene la siguiente distribución: primer escalón 22%, segundo 59% y tercero 19%.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



TABLA 13

## SEGMENTACIÓN DE LOS SUBSIDIOS 1998

	Total	Rangos de consumo			
		Básico	Intermedio	Excedente	
Usuarios	19 275	7 464	9 097	2 715	
Ventas (GWh)	13 765		1 552	6930	5283
Consumo promedio por usuario kWh/mes	119	34.7	127	324.4	
Facturas promedio por usuario \$/mes					
Contable	123.1	53.1	126.6	297.0	
Subsidio promedio por usuario \$/mes					
Contable actual	67.4	39.7	84.4	86.7	
% Subsidio promedio por usuario actual	54.8	74.8	66.7	29.2	
Subsidios semestrales (millones \$)	7796	1779	4605	1412	

TABLA 14

## SEGMENTACIÓN DE SUBSIDIOS 1998

	Total	Deciles de consumo									
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X
Usuarios	19280	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928	1928
Ventas (GWh)	13763	99	288	562	798	1027	1254	1502	1820	2292	4121
Consumo promedio por usuario kWh/mes	1190.1	8.6	24.9	48.6	69.0	88.8	108.5	129.8	157.4	198.2	356.3
Facturas promedio por usuario \$/mes											
Contable	1230.9	32.3	45.7	65.2	82.0	98.2	114.3	131.9	154.5	188.1	318.7
Subsidio promedio por usuario (\$/mes)											
Contable actual	675.8	24.1	35.0	49.2	59.2	68.3	77.1	86.5	97.2	106.4	72.8
% Subsidio promedio por usuario actual	54.8	74.6	76.6	75.5	72.2	69.6	67.5	65.5	62.9	56.6	22.8
Subsidios semestrales (millones de \$)	7796.0	278.0	405.0	570.0	684.0	790.0	891.0	1000.0	1124.0	1231.0	842.0

Si se analiza la información por decil de usuarios, tabla 14, se puede considerar una buena aproximación para equiparar con los deciles de vivienda, podemos ver que:

- i. El consumo promedio del primer decil es de 8.6 kWh por mes, mientras el décimo consume en promedio 365.3 kWh al mes.
- ii. El primero sólo concentra 0.7% de las ventas, mientras el décimo concentra 30%.
- iii. Del dinero para subsidio el primero aprovecha 3.6% mientras el décimo acapara 10.8%, el decil que aprovecha más el subsidio es el noveno con 15.7%.

La conclusión articulada a estos resultados y fortalecida con las características sociodemográficas y económicas de los hogares ya revisadas, es que el subsidio llega a grupos sociales de ingreso que no lo necesitan. Mas esta situación es originada por la estructura de la tarifa, ya que aunque se considera que el precio del último escalón de consumo se encuentra en consto, la forma de facturar acarreará subsidio hacia los altos consumos al incluir los primeros 200 kWh a un precio menor al costo, lo mismo sucede con el segundo escalón.

## 2.2 Impacto del precio de la electricidad en la economía familiar.

El consumo residencial de electricidad depende no sólo del ingreso monetario de los hogares o del precio del kWh, sino de otros factores de diversa índole: sociodemográficos, culturales, regionales y climatológicos, así como las características de la vivienda. También depende en forma importante de los productos sustitutivos y/o complementarios y sus precios; de la jerarquía de las necesidades y las previsiones o las preferencias del consumidor; lo que induce algunas hipótesis adicionales: que una baja en el precio de la electricidad no obliga a un aumento en su demanda, que un incremento en el poder adquisitivo no siempre determina un incremento en la demanda de electricidad, que el crecimiento de la demanda residencial responde a la agregación constante de nuevos consumidores y a la condición de demanda derivada, no sólo al efecto precio y que la demanda eléctrica no puede ser rígida o perfectamente inelástica por cambios en el precio, o por cambios en el ingreso.

### *Nivel de ingreso y consumo de energía eléctrica.*

La primera característica que se estudia es la que entrelaza el nivel de ingreso de los hogares con su consumo de electricidad. Para ello, el ingreso monetario de los hogares se calculó en términos de salario mínimo vigente con el periodo de la encuesta (\$13,330/día) y se definieron quince clases de ingresos, resultando la distribución que se muestra en la tabla 15.<sup>58</sup>

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

<sup>58</sup> Zetter de Anda, Lidia y Villarreal A., Javier, "La problemática de los subsidios en el consumo residencial de energía eléctrica en México", Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, octubre de 2001.

TABLA 15

CONSUMO DE ELECTRICIDAD POR NIVEL DE INGRESO  
(Magnitudes totales)

Ingreso en S.M.	Número de hogares			Ingreso total			Consumo total de electricidad			Gasto en electricidad (millones \$)		
	Miles	%	%Acum.	Miles	%	%Acum.	GWh	%	%Acum.	10*6	%	%Acum.
Total	2643.50	100.0		17124.69	190.0		331.37	100.0		62.5	100.0	
Hasta 1	52.93	2.0	2.0	37.46	0.2	0.2	3.36	1.0	1.0	0.6	1.0	1.0
Hasta 2	344.20	13.0	15.0	513.06	3.1	3.3	28.27	8.5	9.5	4.8	7.7	8.7
Hasta 3	501.42	19.0	34.0	1224.55	7.2	10.5	50.13	15.1	24.7	8.8	14.0	22.7
Hasta 4	409.89	15.5	49.5	1398.51	8.2	18.6	45.45	13.7	38.4	7.9	12.7	35.4
Hasta 5	286.16	10.8	60.3	1263.24	7.4	26.0	34.03	10.3	48.6	5.8	9.3	44.8
Hasta 6	225.65	8.5	68.9	1201.32	7.0	33.0	29.21	8.8	57.8	5.4	8.6	53.4
Hasta 7	171.83	6.5	75.4	1108.08	6.5	39.5	21.24	6.4	63.9	3.8	6.1	59.5
Hasta 8	127.49	4.8	80.2	947.35	5.5	45.0	19.14	5.8	69.6	3.7	5.9	65.3
Hasta 9	49.90	1.9	82.1	424.3	2.5	47.5	8.67	2.6	72.3	1.8	2.9	68.3
Hasta 10	53.56	2.0	84.1	510.02	3.0	50.5	8.6	2.6	74.9	1.7	2.7	70.9
Hasta 11	56.09	2.1	86.2	576.88	3.4	53.8	10.52	3.2	78.0	2.2	3.6	74.5
Hasta 12	36.08	1.4	87.6	412.63	2.4	56.3	5.67	1.7	79.7	1.1	1.8	76.3
Hasta 13	48.73	1.8	89.4	613.05	3.6	59.8	10.17	3.1	82.8	2.4	3.8	80.1
Hasta 14	33.20	1.3	90.7	451.56	2.6	62.5	6.14	1.9	84.7	1.2	1.9	82.0
Hasta 15	22.51	0.9	91.5	322.18	1.9	64.4	5.09	1.5	86.2	1.2	1.9	83.9
Más de 15	223.88	8.5	100.0	6100.53	35.6	100.0	45.68	13.8	100.0	10.1	16.1	100.0

Elaboración con base en la ENIGH-92, para los hogares seleccionados con gasto monetario en energía eléctrica del AMCM

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

De acuerdo con la tabla 15 se puede observar que el mayor porcentaje (60%) de los hogares que reportaron gasto monetario en electricidad tiene ingresos hasta 5 salarios mínimos y, con el 26% del ingreso monetario, tienen el 50% del consumo y la facturación residencial. Asimismo, los consumos medios por hogar son generalmente crecientes con el nivel del ingreso como se puede apreciar en la tabla 16<sup>59</sup>, en la que se presenta la proporción del ingreso que se destina al gasto monetario en electricidad o incidencia del gasto monetario en electricidad dentro del ingreso de los hogares.

TABLA 16

CONSUMO MENSUAL PROMEDIO E INCIDENCIA DEL  
GASTO EN ELECTRICIDAD, POR CLASES DE INGRESO

Ingreso en S.M.	Consumo mensual promedio (kWh)	Incidencia del gasto en electricidad en el ingreso
Total	125.3	0.9
Hasta 1	63.4	4.2
Hasta 2	82.1	2.2
Hasta 3	100.0	1.8
Hasta 4	110.9	1.4
Hasta 5	118.9	1.2
Hasta 6	129.5	1.1
Hasta 7	123.6	0.9
Hasta 8	150.1	1.0
Hasta 9	173.7	1.1
Hasta 10	160.6	0.8
Hasta 11	187.5	1.0
Hasta 12	157.1	0.7
Hasta 13	208.7	1.0
Hasta 14	185.0	0.7
Hasta 15	226.1	0.9
Más de 15	204.1	0.4

Elaboración con base en la ENIGH-92, para los hogares  
seleccionados con gasto monetario en energía eléctrica del AMCM

Es importante señalar que para llegar a estos resultados se realizaron cálculos y comparaciones con la información proveniente de la Encuesta de Ingreso Gasto de los Hogares (EIGH) realizada por el INEGI y de las estadísticas del Sector Eléctrico.

Como se observa, la incidencia en términos generales es decreciente conforme se eleva el ingreso, resaltando que es más alta para el segundo y sobre todo para el primero de los grupos de ingreso. En forma ilustrativa, para 1998, este comportamiento se reproduce en el ámbito nacional.

<sup>59</sup> Idem.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

*Características sociodemográficas por rangos de consumo.*

Las particularidades sociodemográficas que se observan determinantes del consumo eléctrico, son el número de cuartos por vivienda, correlativas desde luego al ingreso familiar y al gasto monetario en electricidad traducido a consumo en kilowatts-hora.

Definidos en cinco rangos para efectos de simplificación, los consumos nos aportan la siguiente distribución, véase tabla 17:

TABLA 17

## RANGOS DE CONSUMO Y ASPECTOS SOCIODEMOGRÁFICOS

Rangos de consumo (kWh/mes)	Número de hogares			Consumo promedio (kWh/mes)	Residentes por hogar	Cuartos por vivienda	Ingreso Promedio	Precio Medio (\$/kWh)	Precio Marginal (\$/kWh)
	Miles	%	% Acum.						
Total	2,643.50	100.0		125.3	4.5	5.3	6.5	0.19	0.31
Hasta 50	349.1	13.2	13.2	31.8	3.8	4.3	3.2	0.21	0.22
+50 - 100	847.2	32.0	45.3	77.1	4.1	4.8	4.3	0.16	0.20
+100 - 150	594.5	22.5	67.7	121	4.6	5.5	5.4	0.16	0.20
+150 - 200	403.3	15.3	83.0	172.5	4.9	5.8	8.7	0.16	0.19
+200	449.5	17.0	100.0	252.6	5.2	6.4	12.5	0.24	0.51

Elaboración con base en la ENIGII-92, para los hogares seleccionados con gasto monetario en energía eléctrica del AMCM.

A partir de la tabla anterior se puede apreciar que el ingreso promedio de los hogares crece en el mismo sentido de los rangos de consumo, el número de residentes por hogar sigue la misma tendencia, así como el número de cuartos. Cabe señalar que en esta ordenación el consumo promedio avanza más aceleradamente que el ingreso y el número de residentes y de cuartos.

*Rangos de consumo e ingreso.*

De las relaciones anteriores se puede afirmar que un mayor ingreso monetario se asocia a un mayor consumo de electricidad y viceversa. Sin embargo, aunque el ingreso en los hogares contribuye a determinar su conducta consumidora, éstos no siempre reaccionan en el mismo sentido de las variaciones en el ingreso. Sabemos que el consumo es determinado por factores adicionales al ingreso.

Esto es manifiesto en la electricidad porque entre los rangos de consumos menores suelen localizarse hogares de ingresos no bajos y en hogares de consumo mayores el ingreso no es necesariamente de magnitud media o elevada. En los estratos de bajo ingreso, la electricidad sigue representado un bien superior o indispensable y al ir subiendo el ingreso, se produce un efecto saturación que va relativamente reduciendo su consumo y convirtiéndola en un bien inferior. Esta relatividad la estaría definiendo la elasticidad de la demanda por nivel de ingreso.

La incidencia obtenida por rangos de consumo, requiere de un análisis detallado ya que, a primera vista la incidencia de acuerdo con la distribución por consumo pareciera ser baja en los rangos de consumo bajo (hasta 75 kWh/mes) y elevarse en los consumos superiores. No obstante no deben olvidarse los efectos de la intersección de ingresos y consumos que diluyen la objetividad de los datos: como se señaló anteriormente, existen hogares de bajos consumos de electricidad pero con altos ingresos monetarios, por lo que el impacto del gasto es muy reducido. También se señaló que hay hogares con altos consumos en relación con sus bajos ingresos, por lo que el impacto del gasto presenta una incidencia muy alta en su ingreso.

No puede afirmarse que tarifas diferenciales que favorezcan a usuarios con consumos bajo inducen consumos crecientes ya que: el ingreso es determinante, existe una escala de necesidades que muchas veces no permite el mayor consumo o la adquisición de equipamiento, la respuesta tampoco es inmediata o consecuentemente no es inmediata, por más que aumente el ingreso no aumentará igualmente el consumo (principio de utilidad marginal).

#### *Relaciones de equipamiento.*

Existe una serie de equipos con presencia muy extendida en los hogares, como son la plancha, la televisión, los aparatos de sonido y la licuadora. Las saturaciones de estos artículos rebasan al 90%, incluso en los hogares con consumos de electricidad más bajos. Hay sin embargo diferencias notables entre las saturaciones de un rango de consumo a otro en casos tan importantes como el refrigerador (con presencia en el 79% de los hogares), la lavadora (con 60.3%) y la videocasetera (con 49%).

En general, existe una relación directa entre mayores consumos y mayor equipamiento, o bien, menor equipamiento en consumos más bajos, al igual que con el nivel de ingreso.

#### *Estructura del gasto en energéticos.*

Otro factor importante en la determinación de la demanda es la sustitución o la complementariedad de los bienes. Para la electricidad, podemos acercarnos a examinar la distribución de los distintos rubros del gasto monetario en energéticos domésticos, y su incidencia en el ingreso monetario. La tabla 18 muestra dichas incidencias, calculadas sobre el total de los ingresos de los hogares, ordenados de acuerdo con los rangos de consumo de kWh.

Es importante subrayar que el gasto en energía eléctrica tiende a adquirir mayor participación en el ingreso de los hogares dentro de los rangos de consumo superiores; por el contrario, el gasto en gas va disminuyendo, esto es porque, como se mencionó anteriormente, existe una difusión de un equipamiento más elaborado conforme aumenta el ingreso, lo cual conduce a un aumento en el consumo de electricidad promedio.

En gran similitud con la electricidad, de la distribución del gasto monetario en energéticos se obtiene un comportamiento decreciente en las incidencias conforme el nivel de ingreso aumenta. Además resulta que del gasto monetario total que se destina a energéticos, el 49.5% corresponde al gas mientras el 47.8% es para electricidad.

TABLA 18

## PARTICIPACIÓN EN % DEL GASTO ENERGÉTICO EN EL INGRESO MONETARIO\*

Rangos de Consumo (kWh/mes)	Total	Electricidad	Gas	Velas y otros**
0 - 50	1.69	0.52	1.12	0.06
+50 - 100	1.90	0.71	1.12	0.07
+100 - 150	2.13	0.92	1.15	0.06
+150 - 200	1.61	0.79	0.77	0.05
+200	2.02	1.20	0.79	0.03

\* En los hogares seleccionados con gasto monetario en energía eléctrica, del AMCM, ENIGH-92.

\*\* En otros se agrupan petróleo, carbón, leña y otros no definidos, dada la poca participación que presentan en el gasto monetario mensual.

### 3. La reestructuración tarifaria.

Dada la problemática con los subsidios a las tarifas eléctricas del sector residencial varios analistas han hecho algunas propuestas. En esta sección se comentarán las más importantes.

#### 3.1 Propuesta de subsidios estratificados al consumo de energía eléctrica.

De acuerdo con Lidia Zetter de Anda y Javier Villarreal (2001), es indiscutible la necesidad de un sistema de subsidios diferenciales o discriminatorios, que rescate una filosofía de bienestar social y de redistribución del ingreso, y concentrarlo en los sectores de la población que realmente lo necesiten<sup>60</sup>.

El primer paso para lograr una mejor distribución del subsidio, de acuerdo con ambos analistas, es crear una nueva estructura tarifaria que permita concentrarlo. Una tarifa que no implique ningún costo adicional implantarla, una tarifa binomia que tenga un cargo por demanda contratada y un cargo por energía. La demanda contratada se controlaría por el número de hilos que necesita el suministro contratado, es decir existiría un cargo fijo diferenciado por cada hilo de corriente contratado.

Para orientar el subsidio a los bajos consumos, se podría auxiliar de un cálculo pequeño del consumo de una familia de escasos recursos que puede ser el que resulte de

<sup>60</sup> Idem.

mantener encendidos cuatro focos de 60 watts durante siete horas todos los días del mes, esto equivale a 50 kWh. Este consumo debe ser el que subsidie y la forma de hacerlo consistirá en no cobrar el cargo fijo. Una forma de corroborar que este nivel es adecuado, es viendo el consumo promedio por decil. En la tabla 14 se puede observar que el tercer decil tiene ese orden de consumo, por lo que el subsidio estaría concentrado en los tres primeros deciles, lo que puede ser una buena solución.

Los autores proponen que el subsidio vaya desapareciendo paulatinamente del decil de consumo IV al decil IX y de manera inmediata en el decil X. Para lograr esto, el diferencial debe ser cubierto por una disminución del costo al cual se debe comprometer CFE y por un aumento extra en el precio de la tarifa, cada parte debe absorber un 50%. El tiempo propuesto es de diez años, con la finalidad de que la empresa se pueda reestructurar y manejar diferentes alternativas para disminuir costos, así como para que el usuario no reciba un fuerte impacto con los aumentos de precios. La política de precios debe orientarse a que en los contratos de dos y tres hilos se reflejen los costos de inmediato, mientras que en los contratos de un hilo el precio vaya subiendo paulatinamente hasta que en los diez años se igualen a los costos.

Este esquema puede considerarse la aplicación de un subsidio directo al consumo, integrado en la estructura tarifaria de la empresa de servicio público de energía eléctrica, que además sea canal de educación sobre el ahorro y uso eficiente de la electricidad.

Señalan que, en tanto los subsidios en general son parte esencial de las políticas sociales gubernamentales, el subsidio eléctrico debe ser trasladado a la hacienda pública como parte de una política fiscal integral, en la que subyace la filosofía de distribución de la riqueza, el principio de beneficio social, y el desarrollo sustentable. Una determinación de este tipo contribuye en forma sustancial al saneamiento de las finanzas de las empresas eléctricas y al control en la finanzas públicas en general.

### **3.2 Propuesta integral para las tarifas de electricidad basadas en retomar el enfoque marginalista.**

Por su parte, Víctor Rodríguez Padilla y Claudia Sheinbaum Pardo (2000) señalan que el precio medio al cual se vende la electricidad en nuestro país no alcanza a cubrir el costo del servicio que incluye el pago de un cargo fiscal excesivo<sup>61</sup>. La brecha entre ambas variables se ha ampliado durante los últimos años. Sin embargo, no todos los usuarios pagan por debajo del costo, algunos pagan muy por arriba de éste sin justificación clara por parte de las autoridades hacendarias. La existencia de subsidios cruzados entre los distintos sectores consumidores va en detrimento de la eficiencia. Las tarifas más subsidiadas son las residenciales y de riego agrícola. El subsidio a esta última categoría, así como el que recibe la mediana empresa se concentran en los mayores consumos, lo cual indica que esa asignación no sigue criterios de apoyo a los pequeños empresarios. La mediana empresa y la gran industria reciben subsidios sin existir una política oficial de desarrollo industrial.

<sup>61</sup> Rodríguez Padilla, Víctor y Sheinbaum Pardo, Claudia, "El sistema de precios de la electricidad en México; problemas y soluciones" en *Problemas del Desarrollo*, volumen 33, no. 128, enero-marzo de 2002.



Finalmente, los que recibe el sector residencial son considerablemente inequitativos, siendo los más beneficiados las clases medias y, en las zonas cálidas, los usuarios con mayor capacidad económica para consumir.

Los analistas señalan que a partir de lo anterior y suponiendo que se mantiene la metodología para el cálculo de tarifas que se ha venido aplicando, es decir, incluyendo los rubros aprovechamiento y subsidio, es conveniente proceder a una reestructuración tarifaria mediante un programa que, tomando en cuenta tiempos razonables de ejecución, proceda a eliminar los subsidios cruzados entre sectores consumidores y elevar las tarifas deficitarias hasta cubrir los costos marginales de desarrollo. Los subsidios a la industria y los servicios deben enmarcarse dentro de programas específicos propuestos por el gobierno y aprobados por el Congreso. En cuanto al sector residencial se debe empezar por hacer explícito el subsidio en las facturas de los clientes, así como estudiar a fondo el problema de su definición y asignación (nivel de consumo, nivel de ingreso, entidad federativa, así como el de su sustitución por otro tipo de ayudas o bienes).

Señalan que hasta ahora se ha adoptado el enfoque marginalista para las tarifas de uso general en media y alta tensión, pero sin ajustes para compensar la pérdida financiera. Para las tarifas en baja tensión, el esquema tarifario está desligado de los costos tanto medios como marginales, y se orienta predominantemente por consideraciones macroeconómicas, políticas y electorales. De ahí se derivan la necesidad de estimar tanto los costos marginales en baja tensión, como el sistema de compensaciones financieras que es necesario agregar a los costos marginales en baja, media y alta tensión. En esta última dirección se requiere de un compromiso entre el Poder Ejecutivo, el Poder Legislativo y los consumidores para establecer una estructura deseable de financiamiento de las inversiones futuras, es decir, el peso relativo de los recursos propios, las transferencias y aportaciones gubernamentales y el ahorro privado.

Concluyen que resulta impostergable revisar el monto y el concepto mismo de aprovechamiento, con vistas a sustituirlo por un esquema moderno de pago de dividendos y obligaciones fiscales; mejorar los sistemas de medición para estimar los costos marginales en baja tensión y definir las tarifas residenciales con base en ellos, definir los ajustes para compensar la pérdida financiera, eliminar los subsidios cruzados y establecer programas específicos de ayuda a los más necesitados con cargo al presupuesto federal y convenidos entre el gobierno, el Congreso y los usuarios.

### **3.3 Propuesta de los Senadores del Grupo Parlamentario del Partido de la Revolución Democrática.**

De acuerdo con este Partido<sup>62</sup>, la industria eléctrica proporciona un servicio público necesario a toda la población y al desarrollo de la Nación donde hay ámbitos en los que no se puede actuar exclusivamente atendiendo a un óptimo económico, sino a un imperativo de beneficio social, como se desprende del artículo 28 de la Constitución. Por ello es indispensable seguir considerando a la industria eléctrica como estratégica.

<sup>62</sup> Iniciativa con Proyecto de decreto propuesta por los senadores del Grupo Parlamentario del Partido de la Revolución Democrática, México, D. F., abril de 2002. Gaceta Parlamentaria.

Indican que el Estado debe garantizar que la sociedad cuente con la electricidad que necesita, al menor costo posible y con la confiabilidad y la calidad requeridas, lo que lleva de manera inmediata al severo problema de la regulación de la industria eléctrica. No se trata de una regulación que se limite al control de precios y tarifas - subsidios, o a la supervisión de inversiones para la adecuada expansión de la generación, la transmisión, el control, la distribución y la comercialización del fluido eléctrico. La reorganización jurídica para la prestación del servicio público de energía eléctrica, al inicio del siglo XXI, debe llevar a una nueva visión de las responsabilidades entre el Poder Ejecutivo y Legislativo en la orientación, operación y control de los entes encargados por la nación del uso y aprovechamiento de los energéticos en el país.

En su origen, la industria eléctrica nacional se concibió como instrumento del desarrollo y del bienestar de todos los mexicanos, merced a la producción de un bien público, fundamental y estratégico: la electricidad. Tres grandes objetivos se postularon con la creación de la CFE en 1937: 1) que todos los mexicanos, sin distinción de clase, nivel socioeconómico, o ubicación geográfica, dispusiera en su vida diaria del fluido eléctrico, con la calidad máxima y el costo mínimo; 2) que el aparato productivo en desarrollo y evolución, contara con este fluido para impulsar su cambio técnico y su productividad, para producir cualquier otro bien y, con ello, alentar al máximo el desarrollo económico; 3) que la Nación controlara este proceso y los recursos naturales utilizados para ello, para que tanto su usufructo como la introducción de nuevas tecnologías de generación, transmisión, transformación, control, distribución y comercialización, se tradujeran en beneficios para la sociedad y no sólo para los particulares.

El sector eléctrico ha sido siempre uno de los sectores que más alto grado de inversión financiera ha requerido para su desarrollo. Por ello, su estabilidad y solvencia es una garantía básica del sistema financiero en su conjunto. El correcto desarrollo y desenvolvimiento del sector es, por tanto, de indudable trascendencia.

Señalan que es necesario actualizar el marco jurídico del sector eléctrico estableciendo una serie de medidas que garanticen tanto a mediano como a largo plazo que el rendimiento obtenido sea el óptimo.

De acuerdo al programa del Partido de la Revolución Democrática, el sector energético es estratégico para la conquista de un desarrollo sostenido, sustentable e incluyente. El PRD sostiene que debe mantenerse la propiedad de la Nación sobre las industrias petrolera y eléctrica, entendiendo la explotación, extracción, transformación y distribución en el primer caso, y la generación y distribución de la segunda.

El Partido de la Revolución Democrática, congruente con lo expuesto en sus documentos básicos, propone que para asegurar la soberanía en materia de energéticos, el desarrollo y aprovechamiento sustentable, y que la explotación racional de los recursos naturales sea para beneficio de la nación, es necesario:

- Preservar el principio de servicio público de energía eléctrica que garantiza el abasto general independientemente de los niveles de ingreso de los consumidores.

- Conservar la facultad del Estado en la planeación a mediano y largo plazos del sector.
- Preservar, con autonomía presupuestal, empresas públicas integradas para la generación, transmisión y distribución de energía, conservando en propiedad pública el parque de generación actual, la red de transmisión y la distribución.
- Impulsar la autonomía de las empresas públicas para mantener un suministro seguro y de calidad de energía eléctrica, con un régimen tributario distinto.
- Establecer una política de subsidios desconectada de las finanzas de las empresas públicas y asumidas adecuadamente en las políticas sociales del gobierno orientados a quien realmente lo requiere.

Con referencia a las tarifas y subsidios la Propuesta presentada por los Senadores del PRD menciona:

## TÍTULO SEGUNDO

De los ingresos por la prestación del servicio público

### Capítulo I

De las tarifas

Artículo 20.- La Comisión Reguladora de Energía, a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará, ajustará, modificará y reestructurará las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, y las tarifas para los servicios de porteo, entendiéndose por estos los de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica a los particulares que generan electricidad en las modalidades de los incisos I, III y IV del artículo 4 de esta Ley.

La Comisión Reguladora de Energía deberá publicar anualmente en el Diario Oficial de la Federación los criterios para el cálculo de las tarifas, especificando, de ser el caso, su carácter progresivo. En dichos criterios deberá procurarse, en la medida de lo posible, la inclusión de incentivos para el ahorro energético.

Artículo 21.- Las tarifas deberán cubrir las necesidades financieras de operación y las de ampliación del servicio público, y propiciar el consumo racional de energía, para lo cual deberán mantenerse en los niveles mas bajos que sea posible dentro de la Norma Oficial Mexicana correspondiente para lo cual deberán considerar:

- I. En el caso de las tarifas para suministro y venta, el costo total del suministro, abarcando todas las etapas del proceso, incluyendo tanto la energía generada por el propio suministrador como la que adquiera de terceros;
- II. En el caso de las tarifas para los servicios de porteo, el costo total del servicio, abarcando sólo las etapas del proceso necesarias para prestarlo; y
- III. Los requerimientos de inversión para la expansión o recuperación de instalaciones, así como las necesidades de mantenimiento.

Las tarifas reconocerán las variaciones de los costos económicos a través del tiempo, sus diferencias regionales y las derivadas de las condiciones de operación del sistema durante periodos de distintos niveles de demanda, que resulten relevantes.

Los ajustes de las tarifas podrán incorporar mecanismos que incentiven mejoras en la productividad y eficiencia de los procesos.

Artículo 22.- El ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas implicará la modificación automática de los contratos de suministro que se hubieren celebrado. En ningún caso serán aplicables las tarifas, mientras no sean publicadas en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional.

Capítulo III  
De los subsidios.

Artículo 28.- Un principio fundamental del servicio público de energía eléctrica es que todos los habitantes de la nación, sin distinción de su nivel socioeconómico, tengan acceso a los beneficios de la electrificación con óptima calidad, de conformidad con las Normas Oficiales Mexicanas correspondientes, y al menor costo posible.

Dado que el servicio público de energía eléctrica será prestado por entidades autofinanciables, el gobierno federal podrá otorgar subsidios al consumo de energía eléctrica para ser aplicados por la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro. En cualquier caso, dichas entidades recibirán del Poder Ejecutivo anualmente las transferencias económicas suficientes para cubrir los subsidios, así como la metodología para su aplicación.

Artículo 29.- Los subsidios que otorgue el gobierno federal deberán estar plenamente identificados en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

El monto total del subsidio deberá estar sustentado, cuando menos, en el monto que se espera recaudar por el aprovechamiento a que se refiere el Título V de esta Ley.

Artículo 30.- Los subsidios deberán estar plenamente identificados en los recibos que se expidan para el cobro por la prestación del servicio público, y se restarán al subtotal que resulte de la conformación de la tarifa.

### 3.4 Modificación de las tarifas eléctricas decretada por el Ejecutivo en el Diario Oficial en febrero de 2002.

A partir del Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas publicado el 7 de febrero de 2002 las tarifas que ya eran complicadas ahora lo serán más<sup>63</sup>. Hay, de hecho, tres regímenes tarifarios: uno que queda prácticamente como estaba, para quienes consuman hasta 140 kWh al mes (280 por recibo bimestral); un segundo sistema de cobro es para los que superen este nivel de consumo, pero sin llegar a los 250 (500 kWh por recibo bimestral, cantidad verdaderamente alta en una casa habitación), y el tercer régimen aplica a los que rebasan este último monto de referencia. En las zonas de verano cálido se prolongan los rangos intermedios y se reducen algo las tarifas por kWh en cada caso.

<sup>63</sup> Gershenson, Antonio, "Tarifas contradictorias y confusión", publicado en el Periódico *La Jornada*, 10 de febrero de 2002.

Aunque abarque a pocos, no puede negarse que es mejor que en los casos de mayor consumo se cobre todo el costo de la energía vendida sin subsidio. Pero muchas residencias de lujo van a consumir menos que eso y a recibir subsidio. Aunque tengan aparatos y luz por todos lados, como también cuentan con recursos para comprar aparatos modernos y, en muchos casos, eficientes, una parte no llegará a los 500 kWh bimestrales.

El cambio en el sector intermedio es el más complicado y, posiblemente, el que más dinero adicional reporte a la industria eléctrica, por el alto número de usuarios en este segmento. De los tres bloques de consumo que sirven de base para el cobro de esta tarifa, el aumento principal, inmediato y luego en plazos más largos es el intermedio. El rango alto no aumenta más de lo que ya se venía incrementando cada mes, igual que el más bajo.

El precio del kWh en el rango intermedio aumenta de inmediato 16.66 por ciento, pero es mayor el alza mensual: el 2.3 por ciento que se aplica equivale a 31.4 de aumento anual, casi el doble que el incremento inmediato. El resultado de esta combinación es algo que no resulta obvio a primera vista.

Aplicando el cambio a dos niveles de consumo para comparar se tiene: el primero es de 180 kWh mensuales (360 en el recibo bimestral). Dentro de los que rebasaron 140 kWh mensuales para que estén en este bloque, un buen porcentaje tendrá un consumo cercano a éste. Pues resulta que a quien tenga ese consumo, el aumento inmediato le resulta de 68 por ciento, para pagar un total de 363 pesos por su recibo bimestral. Y para diciembre de este año, por el alza mensual, estará pagando 402 pesos, con un incremento total de 86 por ciento en su pago.

Ahora, en un consumo de 245 kWh mensuales (490 en el recibo bimestral, que es elevado). A este caso, como el rango de consumos más alto no tuvo el aumento fuerte, lo que paga le subió únicamente 48 por ciento en lo inmediato y un total de 62 por ciento en todo el año. En dinero, su pago después del incremento es de 607 pesos, y será de 663 pesos, en diciembre, siempre por su recibo bimestral.

En general, es positivo que los mayores consumos no sean subsidiados, y que los menores sigan siéndolo, pero los consumos intermedios tendrán aumentos importantes de 60 a 100 por ciento. En las zonas de verano cálido las cantidades en juego son mucho mayores, por lo que ha habido movimientos importantes en contra del aumento. Además no está claro cuándo se dejará de aplicar el 2.3 por ciento mensual de incremento al bloque intermedio en este caso.

Se introducen dos nuevas tarifas a partir del 7 de febrero de 2002. Por una parte, la Tarifa DAC, Servicio Doméstico de Alto Consumo la cual se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivo doméstico considerada de alto consumo, es decir cuando el consumo mensual promedio del usuario sea superior al límite de alto consumo según se muestra en la tabla 19. Por otro lado, se introduce también la Tarifa H-MC la cual se aplicará a todos los servicios que destinen la energía a cualquier uso suministrados en media tensión en la región de Baja California, con una demanda de 100 kilowatts o más y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

A partir del 8 de abril de 2002 se introduce otra tarifa nueva denominada Tarifa 1F la cual se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso doméstico en localidades cuya temperatura mensual en verano sea de 33 grados centígrados como mínimo.

Límite de alto consumo	
Tarifa 1	250 kWh/mes
Tarifa 1 A	300 kWh/mes
Tarifa 1 B	400 kWh/mes
Tarifa 1 C	850 kWh/mes
Tarifa 1 D	1 000 kWh/mes
Tarifa 1 E	2 000 kWh/mes
Tarifa 1 F	2 000 kWh/mes

Fuente: Diario Oficial publicado el 8 de abril de 2002 \*

Por su parte el analista José Manuel Muñoz (2002) señala<sup>64</sup> que la publicación de este Acuerdo se vio acompañada de filtraciones en el sentido de que habrá aumentos, después las declaraciones apresuradas y la demostración de desconocimiento de los Secretarios de Hacienda y Energía, después se pospuso el anuncio formal de los cambios y al final una complicada fórmula de aumento al precio de la electricidad destinada a uso doméstico, disfrazada de disminución de subsidio<sup>65</sup>.

En opinión del analista el resultado final, aunque sea una atribución del Ejecutivo, fue un acto unilateral, que no admite corrección o crítica de parte de los consumidores; si los precios son justos, altos o bajos, es algo que no se puede saber y que no está sujeto a crítica, en ningún sentido: técnico, político, social o económico.

Señala que el aumento de precios se sustenta en un engaño en el sentido de que el Gobierno subsidia la electricidad, que no es verdad, ya que la suma de ventas de CFE y LFC es superior a sus gastos. Según información pública CFE tiene excedentes anuales del orden de 30,000 millones de pesos, mientras que LFC tiene un déficit de 10,000<sup>66</sup>. entonces, el sistema completo tiene un superávit de 20,000 millones de pesos, que van a

<sup>64</sup> Muñoz, José Manuel, "Tarifas de Electricidad. El problema es que tenemos un problema", Mesa Ciudadana de Observación de la Energía, México, D. F., febrero de 2002.

<sup>65</sup> El decreto de modificación de la Tarifa 1 para uso doméstico, publicado en el Diario Oficial, prevé aumentos para niveles de consumo llamados excedentes, que pueden llegar a ser del orden de 90% para aquellos usuarios con más de 250 kWh mensuales de facturación y que a su vez, es muy bajo, prácticamente nulo para consumos de menos de 140 kWh por mes.

<sup>66</sup> Desde los días de Zedillo se ha pretendido usar el hecho de que LFC es una empresa con problemas administrativos, uno de ellos el exceso de personal, como argumento a favor de la privatización del sector. Lo que los ciudadanos debemos exigir es el inicio inmediato de un plan de saneamiento, en el que la referencia de mejoría sea CFE. También esta empresa debe mejorarse por que urge empezar en LFC, ya que su meta, será cada vez más dura de alcanzar.

\* Ver anexo. Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica publicado en el Diario Oficial el lunes 8 de abril de 2002.

parar a Hacienda. En realidad, el Sistema Estatal del Servicio Público, formado por CFE y LFC, subsidia al Gobierno, con el producto de las ventas de electricidad.

Indica que se debe terminar con estas formas de comunicación viejas entre el gobierno y la sociedad; por ejemplo, desde la exposición de motivos de la reforma a la Ley del Servicio Público de Electricidad de 1992, en tiempos de Salinas, se decía: *el Estado ya no tiene los recursos*, como si la electricidad del sistema estatal se regalara, cuando la realidad es que dicho sistema es autosuficiente. El presupuesto de egresos de las paraestatales para 2002 ya se aprobó y se hizo con las tarifas anteriores, entonces cualquier aumento de los ingresos por ventas de electricidad va a significar más apropiación de recursos por Hacienda, es decir, más subsidio al Gobierno.

Otro asunto diferente es que el sistema de tarifas que se ha venido estructurando en los últimos años tiene precios bajos, seguramente por debajo del costo, para dos tipos de clientes: los domésticos de bajo consumo y los agricultores. En el primer caso, la tarifa vigente antes del aumento era 0.472 \$/kWh por los primeros 75 kWh, 056 por los siguientes 125 y 1.634 \$/kWh, por cada kWh adicional. Para el consumo destinado a riego agrícola, el precio de la electricidad es inferior a 0.38 \$/kWh. Por otra parte, hay tarifas en baja tensión, técnicamente similares a las anteriores, como la Tarifa 2 o Comercial cuyo precio es superior a 1\$/kWh a partir de 50 kWh/mes y de 1.26 \$/kWh a partir de 101 kWh/mes.

José Luis Apodaca, en su artículo *Nota sobre subsidios de Electricidad*, indica que la tarifa residencial debería ser de 1\$/kWh; este es un servicio en baja tensión que técnicamente es idéntico al de la tarifa comercial, por tanto las tarifas 1 y 2 deberían tener este valor.

Indica que si el balance de CFE consolidado con LFC, muestra superávit, entonces significa que, en promedio, los consumos se pagan por encima del costo. Sin embargo, es fácil entender que el costo unitario del servicio, en pesos por kilowatt-hora, para clientes pequeños, es superior al de clientes grandes.

Comenta que en electricidad igual que en otros campos, la escala es importante: la venta al mayoreo lleva descuento. Así se puede inferir que así como hay clientes que aparentemente reciben electricidad por debajo del costo, o sea con subsidio, hay otros que la reciben por arriba del costo, o sea que pagan de más; si a su vez, sabemos que no hay recursos presupuestales, más allá de los ingresos por venta de electricidad de las paraestatales, entonces, el subsidio a los consumidores domésticos de bajo nivel y a los agricultores, proviene de otros consumidores y no de recursos fiscales.

En otras palabras, el subsidio que se da a los usuarios del servicio público de electricidad de bajo consumo, es cruzado, viene de otros consumidores, entre ellos los de alto consumo de tarifa doméstica, de la tarifa comercial y, dados los montos, también de los industriales. Por esto se puede decir que el problema es que el subsidio que reclama el gobierno federal, además de ser subsidio de los consumidores a Hacienda, también lo es de algunos consumidores grandes a otros pequeños.

Para el analista, lo que el Gobierno Federal está planeando hacer es cobrar más caro a los que ya pagan caro y ocultar el asunto de las tarifas bajas, por debajo del costo, a los consumidores pequeños. Esto, en su opinión, además de ser inequitativo, es un castigo al consumo, mantiene la confusión, no resuelve ni plantea el problema del subsidio cruzado y está causando inconformidad entre los usuarios.

Comenta que si los precios bajos de la electricidad a agricultores y familias de consumo bajo son una decisión nacional, la cuestión es definir el origen de los recursos para pagar esa decisión, hasta la fecha, el origen es "otros usuarios". La política energética que ha seguido el Gobierno Federal en los últimos años es de corte regresivo y castiga el consumo en las tarifas domésticas y contraria a la competitividad industrial del país, en las tarifas de tensión alta y media. Cobrar al triple el consumo excedente en la tarifa 1, de 1.6 \$/kWh, va en contra de la ampliación de los beneficios de la electrificación. Por otra parte, el aumento de precio con el consumo, contradice las prácticas comerciales más elementales de todo el mundo.

Indica que para llegar a un cobro justo, que debe ser reflejo del costo del servicio, se necesita conocer y auditar dicho costo, tanto internamente en las propias empresas CFE y LFC, como por parte de legisladores y usuarios del servicio. Este proceso pasa necesariamente por la implantación de sistemas de contabilidad y administración automáticos<sup>67</sup>, y por la aplicación de sistemas de medición con tele-transmisión automática de datos, en tiempo real, cuando menos en los puntos de entrega de transmisión a distribución en todo el país<sup>68</sup>.

Por otra parte, la electricidad destinada al consumo industrial, debería recibir una atención basada en un proyecto de industrialización y competitividad nacional, del que el gobierno federal realmente carece. El crecimiento de la demanda y la calidad del servicio deberían estar en la agenda diaria, tanto de los funcionarios de las suministradoras como en la de las áreas del Gobierno Federal encargadas de promover el desarrollo económico.

Para el analista, parte de los problemas que tenemos, es precisamente la ausencia de políticas en este sentido y que en todo caso lo que buscan, las políticas existentes, es obligar a los industriales a las opciones de autoabastecimiento, en preparación de la privatización. Por ejemplo, la inversión en nuevas líneas y subestaciones de transmisión y distribución se encuentra muy por debajo del crecimiento de la demanda. Las redes de distribución tuvieron un crecimiento sustancial a principios de los ochenta, que después se ha estancado en alrededor de 3.7% anual, por más de 20 años; por su parte, las de transmisión han crecido en el mismo periodo apenas a un ritmo de 3% por año, siendo que la demanda creció a más de 6% en los mismos años.

<sup>67</sup> CFE inició desde hace varios años un proceso de implantación de tales sistemas de contabilidad y administración, mismo que a la fecha debe tener más de 90% de avance. PEMEX inició antes, pero su avance parece ser menor. Ambos proyectos debieran ser considerados de utilidad pública por el Congreso, buscar su terminación exitosa y hacerlos la base de la supervisión de estas empresas.

<sup>68</sup> Al igual que con los sistemas anteriores, tanto CFE como PEMEX han incursionado en este terreno y tienen avances importantes. También aquí la participación del Congreso es vital.



El resultado es obvio, por una parte un cuello de botella en el crecimiento industrial y económico del país y por otra, el ya mencionado deterioro continuado en la calidad del suministro.

El asunto de la medición y la tele transmisión de datos anotado arriba, cobra en el caso de la electricidad industrial, una dimensión adicional; no sólo hará posible la correcta estimación de los costos, también hará posible la vigilancia y control de los sistemas usados para lograr alta calidad de la energía.

Concluye que a pesar de esto, la realidad es que CFE y LFC en el servicio público de electricidad y PEMEX en el suministro de combustibles y de insumos petroquímicos, han sido pilares del desarrollo económico del país, por una parte, mientras que por otra, han sido fuente abundante de recursos económicos para la Secretaría de Hacienda. En el caso de PEMEX, más de las dos terceras partes de sus ingresos van a parar a Hacienda, algo así como 200,000 millones de pesos por año, mientras que en los resultados consolidados de las eléctricas estatales, hay no menos de 20,000 millones de pesos anuales de aportación fiscal.

## Conclusiones

Las tarifas domésticas o residenciales están clasificadas en seis de acuerdo con la temperatura media mínima en verano que se alcanza en la región donde se aplica dicha tarifa. A su vez cada tarifa está dividida en bloques de consumo los cuales son incluyentes. Algunos de los bloques cuentan con un subsidio, respaldado por el consumo en otros bloques y en otros sectores como el comercial e industrial. La distribución de clientes por tarifa muestra que un 60% de los usuarios de las tarifas domésticas se ubican en la tarifa 1, siendo entonces ésta la que más usuarios posee.

Para asegurar la viabilidad económica de la producción independiente es necesaria la eliminación de los subsidios en las tarifas eléctricas. Sin embargo, esta condicionante se enfrenta con la situación económica desventajosa de una parte importante de la población, así como de las pequeñas y medianas empresas. Por otra parte el subsidio no llega a grupos sociales de ingreso que realmente lo necesitan y la incidencia, en términos generales, del gasto en electricidad es decreciente conforme se eleva el ingreso del grupo social.

Por ello podemos decir que los subsidios del sector doméstico son considerablemente inequitativos y el subsidio a las zonas cálidas favorecen a los usuarios con mayor capacidad económica para consumir.

Desde este punto de vista el gran reto de la reforma eléctrica es el de conciliarla con una lógica de promoción de la eficiencia energética con equidad social en la que por un lado el Estado debe garantizar el servicio eléctrico a la población de escasos recursos económicos y, por otro lado, las modificaciones en el precio de la energía en los sectores medios y para la pequeña y mediana empresa, deben ir acompañadas de programas de incentivos, normas y administración de la demanda que permitan, a través de tecnologías de

consumo eficiente de la energía, mantener el nivel de bienestar o enfrentar en mejores condiciones la competencia económica.

Ante esta problemática sumamente compleja, en la que hay que conciliar en la medida de lo posible, muchos intereses y exigencias legítimas, se han hecho varias propuestas.

Para los analistas Lidia Zetter de Anda y Javier Villarreal A. es necesario contar con un sistema de subsidios diferenciales o discriminatorios, lográndose esto a partir de una nueva estructura tarifaria en la que los subsidios se concentren en los primeros deciles de consumo promedio y que vayan desapareciendo paulatinamente del decil de consumo IV al IX, y de manera inmediata al decil X. Este subsidio deberá ser trasladado a la hacienda pública como parte de una política fiscal integral.

Por su parte, Víctor Rodríguez Padilla y Claudia Sheinbaum Pardo señalan que resulta urgente revisar el monto y el concepto mismo de aprovechamiento para sustituirlo por un esquema moderno de pago de dividendos y obligaciones fiscales, establecer una nueva estructura tarifaria con base en los costos marginales, eliminar los subsidios cruzados y establecer programas específicos de ayuda a los más necesitados.

El Grupo Parlamentario del Partido de la Revolución Democrática propone preservar el principio de servicio público de energía eléctrica que garantice el abasto general independientemente de los niveles de ingreso de los consumidores. Establecer una política de subsidios desconectada de las finanzas de las empresas públicas y asumidas adecuadamente en las políticas sociales del gobierno orientados a quien realmente lo requiere. Las tarifas se establecerán de manera que reconozcan las variaciones de los costos económicos a través del tiempo, sus diferencias regionales y las derivadas de las condiciones de operación del sistema durante periodos de distintos niveles de demanda. Los subsidios que otorgue el Gobierno Federal estarán plenamente identificados en el Presupuesto de Egresos de la Federación y en los recibos que se expidan para el cobro por la prestación del servicio público se podrá identificar claramente el monto del subsidio.

En febrero del 2002, el Ejecutivo Federal establece un Decreto de modificación de las tarifas residenciales, el cual, de acuerdo con el analista José Manuel Muñoz es un aumento de precios disfrazado ya que el Gobierno no es el que subsidia la electricidad, tanto CFE como LFC son autosuficientes. Esta nueva estructura tarifaria sigue siendo inequitativa, no permite que los subsidios lleguen a los sectores que lo necesitan y ha incrementando en forma excesiva los recibos de pago de una gran cantidad de usuarios. Esto ha generado inconformidades y con ello movilizaciones y protestas en contra de esta nueva estructura tarifaria.

Finalmente, José Luis Apodaca señala que lo que el Gobierno Federal pretende con el Decreto mencionado es cobrar más caro a los que ya pagan caro y ocultar el asunto de las tarifas bajas, por debajo del costo, a los consumidores pequeños. Indica que además de ser injusto, es un castigo al consumo, mantiene la confusión, no revuelve ni plantea el problema del subsidio cruzado y está causando inconformidad entre los usuarios.

## Conclusiones generales.

Como se mencionó al principio de este trabajo las tarifas eléctricas deben, al mismo tiempo, cubrir los costos y una serie de principios que algunas veces son contradictorios entre sí. Una gran cantidad de los consumidores, en especial en el sector residencial, no son capaces de cubrir los costos respectivos, por lo que inherente a las tarifas de este sector se encuentra el subsidio, el cual debe ser equitativo, transparente y eficiente.

Por la complejidad del tema no es factible encontrar una solución única y completa por lo que se han hecho varias propuestas, inclusive se tiene ya un Acuerdo emitido por el Ejecutivo en febrero de 2002, el cual ha sido fuertemente criticado y generado múltiples muestras de inconformidad. Por otra parte tarifas eléctricas, así como los precios de todas las energías, son muy susceptibles de modificarse por una gran cantidad de factores involucrados, algunos de ellos, inclusive son aleatorios, lo cual complica enormemente el análisis y la búsqueda de soluciones.

Dado que la industria eléctrica es por naturaleza un monopolio, sus precios están basados en costos marginales. Básicamente un sistema de precios de la electricidad debe basarse en cinco principios: efectividad, equidad, práctica, que permita a la compañía eléctrica balancear su presupuesto y ser una herramienta para una política energética, económica y social.

En nuestro país las tarifas eléctricas muestran una tendencia a ser efectivas ya que al haber varios tipos y varios niveles de consumo permiten que el consumidor se oriente a la alternativa más barata. En una pequeña parte son equitativas, ya que su precio no depende de la distancia del consumidor al centro de generación sin embargo los subsidios no llegan realmente a quienes más lo necesitan. No son prácticas ya que el consumidor residencial no es sensible al precio dado que no tiene mucha información, tal vez sería conveniente introducir en el recibo de luz el precio real del consumo e indicar el subsidio. Permiten balancear el presupuesto de CFE y de LFC, puesto que han logrado seguir operando con éxito, sin embargo estas compañías no pueden actuar libremente ya que hay otros actores involucrados, por ejemplo la Secretaría de Hacienda. En cuanto al último principio, permiten un desarrollo económico ya que son una forma de que el Estado obtenga recursos financieros; logran, en parte, un desarrollo industrial y social al tener consumidores que las puedan pagar, sin embargo, también han generado serios conflictos sociales al haber grupos muy vulnerables a los incrementos de precios.

En México, el esquema tarifario actual refleja escasamente los costos y su establecimiento ha estado altamente politizado. El precio medio al cual se vende la electricidad no alcanza a cubrir el costo respectivo, algunos usuarios, por ejemplo, el sector alumbrado público en grandes ciudades, pagan más de lo que realmente cuesta el servicio y otros, por ejemplo el sector residencial, pagan de menos.

Las tarifas eléctricas residenciales y las de riego agrícola están fuertemente subsidiadas. Existen subsidios cruzados entre los distintos sectores consumidores, sin

embargo la asignación de dichos subsidios no sigue criterios de equidad y la disminución de subsidios se ha repartido de manera desequilibrada entre los usuarios.

Con el objetivo de resolver esta problemática compleja algunos analistas han hecho propuestas las cuales tienen como puntos en común:

- Reorientar los subsidios a los sectores de la población que realmente lo necesiten y eliminarlos de aquellos sectores que no se vean afectados.
- Establecer una estructura de eliminación de subsidios de manera que su manejo sea transparente.
- Eliminar los subsidios cruzados.
- Que la estructura tarifaria mantenga, en la medida de lo posible, los principios que la sustentan haciendo especial énfasis en la equidad.

La discusión sigue abierta y es recomendable analizar el problema más a fondo, por lo que es posible sugerir algunas líneas de investigación, como son:

- Incentivar la discusión del tema en amplios sectores de la población antes de emitir acuerdos que causen polémica y situaciones de inconformidad.
- Analizar ampliamente las opciones de contar con una empresa eléctrica pública o privada.
- Estudiar a fondo el problema de la definición y asignación del subsidio (nivel de consumo, nivel de ingreso, entidad federativa, etc.) y de alternativas de sustitución por subsidios a otros bienes.
- Hacer explícito el subsidio en las facturas de los clientes que lo reciben.
- Incluir otros factores ambientales, como la humedad por ejemplo, en el establecimiento de las tarifas.
- Realizar estudios más profundos y actuales sobre el impacto de las tarifas de la electricidad en los hogares.

Es recomendable que el Estado no renuncie a su capacidad de incidir en la redistribución equitativa de la riqueza y el acceso al bienestar social (especialmente cuando existe una depresión tan marcada en el salario medio) aun y cuando esto signifique mantener los subsidios para los sectores más desprotegidos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## Bibliografía.

- Angelier, J. P. "Electricity Pricing". en *Energy Pricing: Methodology and selected case studies*. Ascan-EC Energy Management Training and Research Center, Bangkok, julio 1995.
- Breceda Lapeyre, Miguel. "Precios de la Electricidad: un debate teórico para los países en vías de desarrollo".
- Dubois, Claude. "Principios de la Tarificación", en *Precios y Tarifas de la Energía: el caso de la Electricidad*, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM. Agosto, 1990. Traducción realizada por Nora Lina Montes, del documento *Seminaire Economie de l'Energie. Economie de l'Electricité. Electricité de France International. Février 1990*.
- Salinas, Edgar. "Metodología de Cálculo de los Costos Marginales de Energía en la Comisión Federal de Electricidad". en *Precios y Tarifas de la Energía: el caso de la Electricidad*, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM. Agosto, 1990.
- Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006". México, D. F., septiembre de 1997.
- CEPAL, "Retos y posibles soluciones para el sector eléctrico mexicano". (LC/MEX/L.505), México, D. F., diciembre 2001.
- Rodríguez Padilla Víctor, Sheinbaum Pardo Claudia "El sistema de precios de la electricidad en México. Problemas y soluciones", artículo para la revista *Problemas del desarrollo (Sección Coyuntura)*. México, D. F., enviado el 27 octubre de 2002.
- Comisión Federal de Electricidad. "Tarifas y subsidios de manera desagregada", sección 20 de la Carpeta de información entregada a la Cámara de Diputados, julio, 1999.
- Comisión Federal de Electricidad. "Tarifas Residenciales", sección 18 de la Carpeta de información entregada a la Cámara de Diputados, julio, 1999.
- Sheinbaum, Claudia; Islas, Jorge y Rodríguez V., Luis. "Retos actuales del sector eléctrico mexicano: financiamiento y tarifas". Instituto de Ingeniería, UNAM, México.
- Zetter de Anda, Lidia y Villarreal A., Javier. "La problemática de los subsidios en el consumo residencial de energía eléctrica en México". Mesa Ciudadana de Observación de la Energía. Octubre 2001.
- Rodríguez Padilla, Víctor. "Tarifas, costos y subsidios en CFE". Documento de discusión. México, octubre de 1999.

- Muñoz, José Manuel. "Tarifas de Electricidad. El problema es que tenemos un problema". Mesa Ciudadana de Observación de la Energía. México, 12 de febrero de 2002.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas Eléctricas Nacionales 1967-1984". México, D. F.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1977-1989". México, D. F.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1989-1991". Información básica. México, D. F.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1991-1993". Información básica. México, D. F.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1986-1998". México, D. F.
- Comisión Federal de Electricidad. "Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1999-2000". En <http://www.cfe.gov.mx>.
- Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Gerencia de Estudios Económicos. "Evolución de las Estructuras Tarifarias de Energía Eléctrica en México. Residencial". México, julio 1996.
- Secretaría de Energía. "Prospectiva del Sector Eléctrico 2001-2010". México, D. F., diciembre de 2001.

## Anexo.

En este anexo se muestra el *Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas* publicado en el Diario Oficial el jueves 7 de febrero de 2002, así como el *Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica* publicado en el Diario Oficial el lunes 8 de abril de 2002.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## PODER EJECUTIVO

### SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

**ACUERDO que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

JOSE FRANCISCO GIL DIAZ, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 26 y 31 fracción X de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 15 fracción V de la Ley de Planeación; 12 fracción VII, 30, 31 y 32 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y 72 del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2002, todas en vigor, y

#### CONSIDERANDO

Que el Secretario de Energía, a instancias de las Juntas de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad y de Luz y Fuerza del Centro, solicitó a esta Secretaría el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país;

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, compete a esta Secretaría, con la participación de las de Economía y de Energía, y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijar las tarifas eléctricas, así como su ajuste, modificación y reestructuración;

Que las tarifas domésticas cuentan con un subsidio que beneficia en mayor medida a los usuarios con mayores consumos de energía eléctrica derivado del mecanismo con que se factura el consumo;

Que debido a este subsidio las empresas públicas de energía eléctrica no cuentan con los recursos suficientes para atender la demanda creciente de electricidad con altos niveles de calidad;

Que en función de lo anterior y ante la regresividad de los subsidios a las tarifas del sector residencial, es necesario reducir su otorgamiento de forma generalizada, mediante ajustes de nivel y estructura, direccionando y concentrando el beneficio del subsidio en los usuarios de bajos ingresos;

Que con el propósito antes señalado, se excluye en promedio al 75% de los usuarios a nivel nacional de la medida de reducción en el subsidio, correspondiendo a los usuarios con menores niveles de consumo; se aplica una reducción parcial de dicho subsidio al siguiente 20% de los usuarios; y se elimina el mismo únicamente para el 5% de los usuarios con mayores consumos;

Que para hacer participe al Gobierno Federal del esfuerzo por obtener mayores recursos para que las empresas públicas de energía eléctrica puedan otorgar este servicio de manera suficiente y con calidad, se crean las tarifas aplicables a la energía eléctrica destinada a la producción y provisión de bienes y servicios públicos federales;

Que las modificaciones al límite de aplicación de la tarifa H-M, han incorporado a usuarios con demandas cada vez menores y cuyo patrón de demanda registra bajos factores de carga, por lo que es necesario crear la tarifa H-MC, y

Que derivado del análisis que sustenta la propuesta del sector eléctrico, esta Secretaría ha tenido a bien expedir el siguiente:

#### ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA Y REDUCE EL SUBSIDIO A LAS TARIFAS DOMESTICAS

**ARTICULO PRIMERO.-** Se autoriza a los organismos descentralizados Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, a quienes en lo sucesivo se les denominará "el suministrador", el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en el presente Acuerdo.

**ARTICULO SEGUNDO.-** Se establece la Tarifa DAC de acuerdo a lo dispuesto a continuación:

#### TARIFA DAC SERVICIO DOMESTICO DE ALTO CONSUMO

##### 1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, considerada de alto consumo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa.

##### 2. ALTO CONSUMO

Se considera que un servicio es de alto consumo cuando registra un consumo mensual promedio superior al límite de alto consumo definido para su localidad.

**3. CONSUMO MENSUAL PROMEDIO**

El consumo mensual promedio registrado por el usuario se determinará con el promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses.

**4. LIMITE DE ALTO CONSUMO**

El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada:

Tarifa 1:	250 (doscientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1A:	300 (trescientos)	kWh/mes.
Tarifa 1B:	400 (cuatrocientos)	kWh/mes.
Tarifa 1C:	850 (ochocientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1D:	1,000 (un mil)	kWh/mes.
Tarifa 1E:	2,000 (dos mil)	kWh/mes.

Cuando el Consumo Mensual Promedio del usuario sea superior al Límite de Alto Consumo se le reclasificará a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo.

**5. TEMPORADA DE VERANO**

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y que se detallan para cada una de las tarifas en el presente Acuerdo.

**6. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE****6.1 Cargo fijo**

\$ 32.18 (tres dos punto uno ocho pesos).

**6.2 Cargos por energía consumida**

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida, en función de la región y la temporada del año:

**Baja California (verano)**

\$ 1.352 (uno punto tres cinco dos pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.688 (uno punto seis ocho ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Baja California (fuera de verano)**

\$ 1.164 (uno punto uno seis cuatro pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Baja California Sur (verano)**

\$ 1.478 (uno punto cuatro siete ocho pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.791 (uno punto siete nueve uno pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Baja California Sur (fuera de verano)**

\$ 1.164 (uno punto uno seis cuatro pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Noroeste (verano)**

\$ 1.372 (uno punto tres siete dos pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.658 (uno punto seis cinco ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Noroeste (fuera de verano)**

\$ 1.254 (uno punto dos cinco cuatro pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Norte y Noreste**

\$ 1.266 (uno punto dos seis seis pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Sur y Peninsular**

\$ 1.288 (uno punto dos ocho ocho pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**Central**

\$ 1.392 (uno punto tres nueve dos pesos) por cada uno de los primeros 500 (quinientos) kilowatts-hora.

\$ 1.628 (uno punto seis dos ocho pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**6.3. Ajuste al cargo fijo y a los cargos por energía consumida**

Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, los cargos de la Tarifa Doméstica de Alto Consumo, serán ajustados con respecto al valor del mes anterior, aplicando el factor de ajuste automático correspondiente al nivel de baja tensión, descrito en el Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 31 de diciembre de 2001.

**7. MINIMO MENSUAL**

El cargo fijo, más el equivalente de 100 (cien) kilowatts-hora.

**8. CONSUMO MENSUAL PROMEDIO MENOR AL NIVEL DE ALTO CONSUMO**

Cuando el usuario mantenga durante 4 meses consecutivos un Consumo Mensual Promedio inferior al Límite de Alto Consumo fijado para su localidad, el suministrador aplicará la Tarifa correspondiente a que se refiere el ARTICULO TERCERO del presente Acuerdo.

**ARTICULO TERCERO.-** Se modifican las Tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D y 1E, establecidas en el Acuerdo que autoriza la reestructuración, ajuste y modificación de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 18 de diciembre de 1995, como se señala a continuación:

**TARIFA 1****SERVICIO DOMESTICO****1. APLICACION**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda.

Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

**2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**

**2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 140 (ciento cuarenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**3. MINIMO MENSUAL**

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

**4. DEPOSITO DE GARANTIA**

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico del numeral 2 a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

**TARIFA 1A****SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA  
EN VERANO DE 25 GRADOS CENTIGRADOS****1. APLICACION**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 25 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

## 2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

### 2.1 Temporada de verano

#### 2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.485 (cero punto cuatro ocho cinco pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

#### 2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.515 (cero punto cinco uno cinco pesos) por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

### 2.2 Temporada fuera de verano

#### 2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

#### 2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 50 (cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

## 3. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

## 4. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

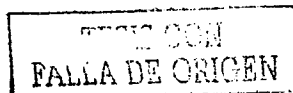
350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

## 5. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

### TARIFA 1B



**SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA  
EN VERANO DE 28 GRADOS CENTIGRADOS****1. APLICACION**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, departamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 28 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicarseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

**2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

**2.1 Temporada de verano****2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 225 (doscientos veinticinco) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.485 (cero punto cuatro ocho cinco pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 225 (doscientos veinticinco) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.515 (cero punto cinco uno cinco pesos) por cada uno de los siguientes 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2 Temporada fuera de verano****2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**3. MINIMO MENSUAL**

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

**4. DEPOSITO DE GARANTIA**

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

**5. TEMPORADA DE VERANO**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

#### TARIFA 1C

### SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTIGRADOS

#### 1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 30 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

#### 2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

##### 2.1 Temporada de verano

##### 2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 300 (trescientos) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.485 (cero punto cuatro ocho cinco pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 300 (trescientos) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 150 (ciento cincuenta) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.515 (cero punto cinco uno cinco pesos) por cada uno de los siguientes 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.2 Temporada fuera de verano

##### 2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

#### 3. MINIMO MENSUAL

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

#### 4. DEPOSITO DE GARANTIA

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

TESE CON  
FALLA DE ORIGEN

**5. TEMPORADA DE VERANO**

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

**TARIFA 1D****SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTIGRADOS****1. APLICACION**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 31 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

**2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

**2.1 Temporada de verano**

**2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 400 (cuatrocientos) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.485 (cero punto cuatro ocho cinco pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 400 (cuatrocientos) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.412 (cero punto cuatro uno dos pesos) por cada uno de los primeros 175 (ciento setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.515 (cero punto cinco uno cinco pesos) por cada uno de los siguientes 425 (cuatrocientos veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2 Temporada fuera de verano**

**2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 200 (doscientos) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 200 (doscientos) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 100 (cien) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**3. MINIMO MENSUAL**

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

**4. DEPOSITO DE GARANTIA**

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

#### 5. TEMPORADA DE VERANO

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

#### TARIFA 1E

### SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 32 GRADOS CENTIGRADOS

#### 1. APLICACION

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 32 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

#### 2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

##### 2.1 Temporada de verano

##### 2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 750 (setecientos cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.336 (cero punto tres tres seis pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.439 (cero punto cuatro tres nueve pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 750 (setecientos cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.336 (cero punto tres tres seis pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.466 (cero punto cuatro seis seis pesos) por cada uno de los siguientes 600 (seiscientos) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.2 Temporada fuera de verano

##### 2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 250 (doscientos cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.560 (cero punto cinco seis cero pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

##### 2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 250 (doscientos cincuenta) kilowatts-hora

Consumo básico: \$ 0.472 (cero punto cuatro siete dos pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$ 0.654 (cero punto seis cinco cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$ 1.634 (uno punto seis tres cuatro pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**3. MINIMO MENSUAL**

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

**4. DEPOSITO DE GARANTIA**

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.

300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**5. TEMPORADA DE VERANO**

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las citadas observaciones termométricas.

**ARTICULO CUARTO.-** Se continuará con la aplicación de lo establecido en el ARTICULO SEGUNDO DEL ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2000, excepto para los cargos del rango intermedio del numeral 2.2 de la tarifa 1 y 2.1.2 y 2.2.2 de las tarifas 1A, 1B, 1C, 1D y 1E establecidos en el artículo tercero del presente Acuerdo, a los que se les aplicará a partir del día primero de cada mes un factor de ajuste acumulativo de 1.023 (uno punto cero dos tres).

**ARTICULO QUINTO.-** Se establece la tarifa H-MC de acuerdo a lo dispuesto a continuación:

**TARIFA H-MC**

**TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION, CON DEMANDA DE 100 kW O MAS, PARA CORTA UTILIZACION**

**1.- APLICACION**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en la región Baja California, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

**2.- CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**

Se aplicarán los siguientes cargos por la demanda facturable, por la energía de punta, por la energía intermedia y por la energía de base.

Región	Cargo por kilowatt de demanda facturable	Cargo por kilowatt-hora de energía de punta	Cargo por kilowatt-hora de energía intermedia	Cargo por kilowatt-hora de energía de base
Baja California	\$ 85.77	\$ 1.8910	\$ 0.3757	\$ 0.2835

**3.- MINIMO MENSUAL**

El importe que resulta de aplicar el cargo por kilowatt de demanda facturable al 10% (diez por ciento) de la Demanda Contratada.

**4.- DEMANDA CONTRATADA**

La Demanda Contratada la fijará inicialmente el usuario, su valor no será menor del 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o de la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

En el caso de que el 60% (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90% (noventa por ciento).

**5.- HORARIO**

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquéllos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

**6.- PERIODOS DE PUNTA, INTERMEDIO Y BASE**

Estos periodos se definen para la región tarifaria de Baja California para distintas temporadas del año, como se describe a continuación.

Del 1 de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0:00 - 14:00 18:00 - 24:00	14:00 - 18:00
Sábado		0:00 - 24:00	
Domingo y festivo		0:00 - 24:00	

Del último domingo de octubre al 30 de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 17:00 22:00 - 24:00	17:00 - 22:00	
Sábado	0:00 - 18:00 21:00 - 24:00	18:00 - 21:00	

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



Domingo y festivo	0:00 - 24:00		
-------------------	--------------	--	--

**7.- DEMANDA FACTURABLE**

La Demanda Facturable se define como se establece a continuación:

$$DF = DP + FRI \times \max(DI - DP, 0) + FRB \times \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:

DP	es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Punta
DI	es la Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio
DB	es la Demanda Máxima Medida en el Periodo de Base
DPI	es la Demanda Máxima Medida en los Periodos de Punta e Intermedio
FRI y FRB	son factores de reducción que tendrán los siguientes valores: 0.141 y 0.070, respectivamente.

En la fórmula que define la Demanda Facturable, el símbolo "max" significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero.

Las Demandas Máximas Medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 (quince) minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 (quince) minutos en el periodo correspondiente.

DP tomará el valor cero durante la temporada que no tiene Periodo de Punta.

Cualquier fracción de kilowatt de demanda facturable se tomará como kilowatt completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de DP, DI y DB inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa O-M.

**8.- ENERGIA DE PUNTA, INTERMEDIA Y DE BASE**

Energía de Punta es la energía consumida durante el Periodo de Punta.

Energía Intermedia es la energía consumida durante el Periodo Intermedio.

Energía de Base es la energía consumida durante el Periodo de Base.

**9.- DEPOSITO DE GARANTIA**

2 (dos) veces el importe que resulte de aplicar el cargo por demanda facturable a la demanda contratada.

**ARTICULO SEXTO.-** Cada mes calendario, a partir del día primero del mismo, los cargos de la tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización, tarifa H-MC, serán ajustados con respecto al valor del mes anterior, aplicando el factor de ajuste automático correspondiente al nivel de media tensión, descrito en el Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica la disposición complementaria a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica número 7 Cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 31 de diciembre de 2001.

**ARTICULO SEPTIMO.-** Se establecen tarifas de energía eléctrica destinada a la producción y provisión de bienes y servicios públicos federales, las cuales serán correlativas a las tarifas vigentes al momento de la entrada en vigor del presente Acuerdo, y se identificarán con la misma clave de estas últimas, adicionadas con la terminación GF.

La estructura de las tarifas que se establecen, a que se refiere el artículo 50 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, será la misma que corresponda a cada una de las tarifas vigentes al momento de la entrada en vigor del presente Acuerdo que resulte correlativa.

La facturación de las tarifas que se establecen en este artículo, se realizará mediante la aplicación de los cargos, incluyendo los ajustes mensuales, que correspondan a cada una de las tarifas vigentes al momento de la entrada en vigor del presente Acuerdo, que resulten correlativas, multiplicada por el factor de 2.50.

Las tarifas que se establecen en este artículo se aplicarán a la energía eléctrica destinada a la producción y provisión de bienes y servicios públicos federales de la Administración Pública Federal Centralizada y Paraestatal, salvo:

- I. La destinada por la Comisión Nacional del Agua al Sistema Cutzamala;
- II. La utilizada por las instituciones de educación pública media superior y superior, y
- III. La que se compre y venda entre los organismos suministradores.

Tampoco se aplicarán las tarifas que se establecen en el presente artículo a la energía eléctrica que se cubra con recursos del Ramo 33 Aportaciones Federativas y Municipios, y del Ramo 25 Previsiones y Aportaciones para los Sistemas de Educación Básica, Normal, Tecnológica y de Adultos.

Para la aplicación de las tarifas que se establecen en este artículo, el suministrador reclasificará automáticamente a los usuarios en las tarifas que correspondan. A los usuarios de la energía eléctrica a que

se refieren el párrafo anterior y las fracciones I a III que anteceden, les serán aplicables las tarifas en las que se encuentren clasificados a la entrada en vigor del presente Acuerdo.

Las tarifas que se establecen en el presente artículo se aplicarán a partir de la entrada en vigor de este Acuerdo y hasta el 31 de diciembre de 2002.

**TRANSITORIOS**

**PRIMERO.-** El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**SEGUNDO.-** El presente Acuerdo deberá publicarse en dos periódicos de circulación nacional.

**TERCERO.-** Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo.

Atentamente

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 6 de febrero de 2002.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, José Francisco Gil Díaz.- Rúbrica.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**PODER EJECUTIVO**  
**SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO**

**ACUERDO que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica.**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

JOSE FRANCISCO GIL DIAZ, Secretario de Hacienda y Crédito Público, con fundamento en los artículos 26 y 31 fracción X de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 15 fracción V de la Ley de Planeación; 12 fracción VII, 30, 31 y 32 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; 72 del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2002, todas en vigor, y

**CONSIDERANDO**

Que el Secretario de Energía, a instancias de la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad, solicitó a esta Secretaría el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas que rigen la venta de energía eléctrica en el país;

Que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, compete a esta Secretaría, con la participación de las de Economía y de Energía, y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijar las tarifas eléctricas, así como su ajuste, modificación y reestructuración;

Que para brindar un mayor beneficio a los usuarios de las localidades que registran temperaturas extremas en el verano y cuyos consumos de energía son más elevados, es necesario crear una nueva tarifa doméstica 1F.

Que es necesario que la estructura de la nueva tarifa doméstica 1F, establezca su correspondiente límite de alto consumo en la aplicación de la Tarifa DAC a que se refiere el artículo segundo del Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de febrero de 2002, y

Que derivado del análisis que sustenta la propuesta del sector eléctrico, esta Secretaría ha tenido a bien expedir el siguiente

**ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REESTRUCTURACION A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA**

**ARTICULO PRIMERO.-** Se autoriza al organismo descentralizado Comisión Federal de Electricidad a quien en lo sucesivo se le denominará "el suministrador", el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en el presente Acuerdo.

**ARTICULO SEGUNDO.-** Se modifica el numeral 4. LIMITE DE ALTO CONSUMO de la Tarifa DAC, establecida en el artículo segundo del Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de febrero de 2002, como se muestra a continuación:

**4. LIMITE DE ALTO CONSUMO**

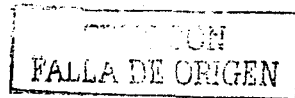
El límite de alto consumo se define para cada localidad en función de la tarifa en la que se encuentre clasificada:

Tarifa 1:	250 (doscientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1A:	300 (trescientos)	kWh/mes.
Tarifa 1B:	400 (cuatrocientos)	kWh/mes.
Tarifa 1C:	850 (ochocientos cincuenta)	kWh/mes.
Tarifa 1D:	1,000 (un mil)	kWh/mes.
Tarifa 1E:	2,000 (dos mil)	kWh/mes.
Tarifa 1F:	2,000 (dos mil)	kWh/mes.

Cuando el Consumo Mensual Promedio del usuario sea superior al Límite de Alto Consumo se le reclasificará a la Tarifa Doméstica de Alto Consumo.

**ARTICULO TERCERO.-** Se establece la Tarifa 1F de acuerdo a lo dispuesto a continuación:

**TARIFA 1F**



**SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 33 GRADOS CENTIGRADOS.****1. APLICACION**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía para uso exclusivamente doméstico, para cargas que no sean consideradas de alto consumo de acuerdo a lo establecido en la Tarifa DAC, conectadas individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda, en localidades cuya temperatura media mensual en verano sea de 33 grados centígrados como mínimo. Estos servicios sólo se suministrarán en baja tensión y no deberá aplicárseles ninguna otra tarifa de uso general.

Se considerará que una localidad alcanza la temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados, cuando alcance el límite indicado durante tres o más años de los últimos cinco de que se disponga de la información correspondiente. Se considerará que durante un año alcanzó el límite indicado cuando registre la temperatura media mensual durante dos meses consecutivos o más, según los reportes elaborados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

**2. CUOTAS APLICABLES MENSUALMENTE**

Se aplicarán los siguientes cargos por la energía consumida en función de la temporada del año:

**2.1 Temporada de verano**

**2.1.1 Cargos por energía consumida, para consumos de hasta 750 (setecientos cincuenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$0.340 (cero punto tres cuatro cero pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.445 (cero punto cuatro cuatro cinco pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.1.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 750 (setecientos cincuenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$0.340 (cero punto tres cuatro cero pesos) por cada uno de los primeros 300 (trescientos) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.488 (cero punto cuatro ocho ocho pesos) por cada uno de los siguientes 900 (novecientos) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$1.656 (uno punto seis cinco seis pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2 Temporada fuera de verano**

**2.2.1 Cargos por energía consumida, para consumos hasta 250 (doscientos cincuenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$0.478 (cero punto cuatro siete ocho pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.568 (cero punto cinco seis ocho pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$1.656 (uno punto seis cinco seis pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

**2.2.2 Cargos por energía consumida, para consumos mayores a 250 (doscientos cincuenta) kilowatts-hora**

Consumo básico: \$0.478 (cero punto cuatro siete ocho pesos) por cada uno de los primeros 75 (setenta y cinco) kilowatts-hora.

Consumo intermedio: \$0.684 (cero punto seis ocho cuatro pesos) por cada uno de los siguientes 125 (ciento veinticinco) kilowatts-hora.

Consumo excedente: \$1.656 (uno punto seis cinco seis pesos) por cada kilowatt-hora adicional a los anteriores.

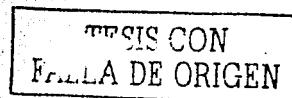
**3. MINIMO MENSUAL**

El equivalente a 25 (veinticinco) kilowatts-hora.

**4. DEPOSITO DE GARANTIA**

El importe que resulte de aplicar el cargo por energía del consumo básico de la temporada fuera de verano a los consumos mensuales que se indican, según los casos:

100 (cien) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 1 hilo de corriente.



300 (trescientos) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 2 hilos de corriente.

350 (trescientos cincuenta) kilowatts-hora para los servicios suministrados con 3 hilos de corriente.

En el caso de los servicios con facturación bimestral, el depósito de garantía será dos veces el importe que resulte de aplicar lo anterior.

#### **5. TEMPORADA DE VERANO**

El verano es el periodo que comprende los seis meses consecutivos más cálidos del año, los cuales serán fijados por el suministrador de acuerdo con las observaciones termométricas a que se refiere el segundo párrafo del numeral 1 del presente Acuerdo.

**ARTICULO CUARTO.-** A los cargos de la tarifa 1F, establecidos en el ARTICULO TERCERO del presente Acuerdo, se les aplicará lo establecido en el ARTICULO SEGUNDO del ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE A LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de diciembre de 2000, excepto para los cargos del rango intermedio de los numerales 2.1.2 y 2.2.2, a los que se les aplicará a partir del día primero de cada mes un factor de ajuste acumulativo de 1.023 (uno punto cero dos tres).

#### **TRANSITORIOS**

**PRIMERO.-** El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente al de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

**SEGUNDO.-** El presente Acuerdo deberá publicarse en dos periódicos de circulación nacional.

**TERCERO.-** Se derogan las disposiciones administrativas en materia tarifaria que se opongan a lo establecido en este Acuerdo.

Atentamente

Sufragio Efectivo. No Reelección.

México, D.F., a 5 de abril de 2002.- El Secretario de Hacienda y Crédito Público, José Francisco Gil Díaz.- Rúbrica.