

# **Examen de la Propuesta de SHCP sobre Medidas de Corto Plazo para las Tarifas Eléctricas**

---

Trabajo presentado a la

**COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA**

**CRE 07 TAREA # 1  
José Luis Aburto  
Agosto de 2007**

# Índice

---

**I. Marco de Referencia**

**II. Las propuestas de SHCP**

---

# **I. Marco de Referencia**

# Marco de Referencia

---

- Varias son las causas que se atribuyen a estos incrementos de las tarifas eléctricas:
  1. el excesivo margen de reserva de capacidad de generación
  2. los altos precios de los combustibles fósiles, especialmente del gas natural
  3. la creciente dependencia del gas natural en la mezcla de generación de energía
- El Gabinete de Competitividad busca elementos para recuperar la competitividad perdida como consecuencia de los altos costos de la energía
- A continuación, se examinan brevemente tres cuestiones que ayudan a ponderar la competitividad de la electricidad en México: la mezcla de generación, los precios del gas natural y los precios de la electricidad

# ..Marco de Referencia

## Mezcla de Generación

- Durante los 90 en muchos países fue común considerar que los ciclos combinados a gas constituían la mejor solución para la industria eléctrica por sus múltiples ventajas: bajos costos de inversión, plazos breves de construcción, elevadas eficiencias térmicas, impactos ambientales bajos
- A partir de 1994 el gobierno y CFE siguieron una política para la expansión de la capacidad eléctrica basada en los ciclos combinados a gas natural

**Mezcla de generación (Comparación entre México y Estados Unidos)**

Generación a base de :	EUA		México	
	GWh	%	GWh	%
Carbón + Nuclear	2,903,794	69.6%	33,089	14.8%
Hidrocarburos	870,679	20.9%	156,640	69.9%
Hidro	297,894	7.1%	25,206	11.2%
Otros	102,114	2.4%	9,142	4.1%

# ..Marco de Referencia

## Mezcla de Generación

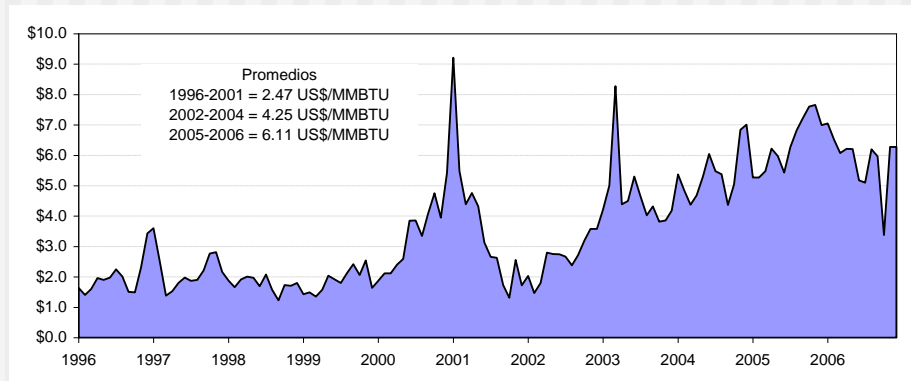
- La economía de los hidrocarburos es riesgosa y volátil, particularmente el gas natural
- los precios del carbón son más estables debido a su abundancia y dispersión
- los costos de las energías nuclear e hidroeléctrica son esencialmente constantes
- en EUA se pueden aprovechar los ciclos de precios bajos de los hidrocarburos para aumentar su consumo, y reducirlo cuando sus precios relativos se disparan
- En México el sistema eléctrico es cada vez más vulnerable a los precios internacionales del gas natural
- Las centrales en construcción y comprometidas auguran un incremento de esa vulnerabilidad en los próximos años.
- La tendencia debe revertirse, pero tomará al menos una década percibir los beneficios

# ..Marco de Referencia

## Riesgos asociados a los precios de gas natural

- A partir del año 2003 cayó la producción de gas en Canadá, lo que constituye un cambio estructural significativo, que ha elevado significativamente los precios del gas en Norteamérica
- Los precios se mantendrán altos porque la oferta deficitaria de la región es crónica y los costos marginales de suministro son mayores. Una porción creciente de la demanda será cubierta mediante importaciones de otras regiones. Por ello, se construyen y planifican terminales para la recepción de gas natural licuado en los tres países.

Precio de referencia de gas natural en Cd. Pemex, 1996-2006  
(Dólares por millón de BTU)



Fuente: Sener, con base en la CRE.

# ..Marco de Referencia

## Riesgos asociados a los precios de gas natural

- Norteamérica perdió la ventaja comparativa del gas natural respecto a otras regiones
- En México, las reservas probadas de gas no asociado son insuficientes para sostener una estrategia de producción de gas en el largo plazo; la capacidad de Pemex para incorporar reservas está limitada por la insuficiencia de tecnología y habilidades especializadas. Sin embargo, la demanda de gas en el sector eléctrico es inelástica, y la política de construir plantas a gas natural persiste
- Los altos precios del gas natural ponen en evidencia la vulnerabilidad de la estrategia seguida en la expansión de la industria eléctrica y explican, parcialmente, la pérdida de competitividad de la electricidad en México



# ..Marco de Referencia

**Precios Medios de la Energía Eléctrica  
para la Industria, en 2006**

País	dólares EUA / kWh
Francia	0.0483
China Taipei	0.0512
Noruega	0.0517
Nueva Zelanda	0.0527
Estados Unidos	0.0549 g
Australia	0.0609 *
Corea	0.0638
Grecia	0.0673 *
Finlandia	0.0701
Polonia	0.0736
Dinamarca	0.0759 *
Alemania	0.0769 *
República Eslovaca	0.0797 *
Suiza	0.0807
España	0.0833 *
República Checa	0.0892
Reino Unido	0.1003 *
<b>México</b>	<b>0.1009</b>
Austria	0.1056
Hungría	0.1068
Irlanda	0.1071
Portugal	0.1073
Turquía	0.1077
Japón	0.1272 *
Italia	0.1684 *

Fuente: IEA, Key World Energy Statistics 2006

---

## **II. Las Propuestas de SHCP**

# Tarifas Eléctricas

- La solución correcta para abordar el problema de las tarifas eléctricas consiste en actualizar el estudio de costos marginales y otros elementos que implica la metodología de fijación de las tarifas
- Sin embargo, el Gobierno considera conveniente aplicar algunas medidas en el corto plazo, para, al menos, corregir parcialmente los problemas. Las decisiones deberán tomarse mediante el análisis expedito de la información disponible. Lo que procede es identificar medidas efectivas que vayan en la dirección correcta e implantarlas
- La SHCP elaboró una propuesta de cambios a las tarifas eléctricas para aplicar durante el resto del año. La propuesta se divide en tres etapas; la primera etapa consta de 3 medidas:
  1. Atenuar la señal horaria en punta
  2. Eliminar las diferencias regionales en alta tensión
  3. Modificar la fórmula de ajuste automático
- Las dos primeras tendrían por objeto reducir los niveles de las tarifas, para dar impulso a la competitividad del aparato productivo. La tercera medida corregiría una de las causas de los incrementos a las tarifas, para evitar que se sigan disparando

# ... Tarifas Eléctricas

## Examen de Medidas de la Primera Etapa

### 1. Atenuar la señal horaria en punta

- Los cargos de energía de punta de las tarifas horarias típicamente exceden a los de base en proporción de 4 a 1
- CFE publica costos marginales de corto plazo promedios diarios en 28 nodos de la red eléctrica. Se presenta un resumen para 7 nodos

**Costos Marginales de Corto Plazo**  
valores relativos

enero de 2007						
	Nodo		Promedio	Días Festivos	Hábiles	Sábados
1	BALSAS	base	100	100	100	100
		intermedia	110	112	110	109
		punta	114		113	111
2	CENTRAL	base	100	100	100	100
		intermedia	111	113	111	110
		punta	116		116	113
3	CHIHUAHUA	base	100	100	100	100
		intermedia	108	109	108	103
		punta	113		113	106
4	MONTERREY	base	100	100	100	100
		intermedia	114	117	114	109
		punta	118		116	111
5	SONORA NORTE	base	100	100	100	100
		intermedia	104	103	104	97
		punta	107		106	96
6	SURESTE	base	100	100	100	100
		intermedia	105	106	105	107
		punta	107		107	108
7	YUCATAN	base	100	100	100	100
		intermedia	112	113	112	111
		punta	121		122	126

CMCP módulo 100 = todos los períodos de horas base

Fuente: elaborado por CRE, J L Aburto, a partir de información en la página web de CFE

# ...Tarifas Eléctricas

## Margen de Reserva de Capacidad

- El MR de diseño es de 27%; los MR observados son elevados, excepto para el año 2000. En 2006 se comienza a reducir el MR

### SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL MARGEN DE RESERVA DE CAPACIDAD

año	MR (%)		
	anual	verano	invierno
1988	43.2		
1989	38.1		
1990	35.8		
1991	38.6		
1992	36.4		
1993	41.5		
1994	44.3		
1995	46.3		
1996	46.8		
1997	38.9		
1998	35.6		
1999	29.6		
2000	24.5		
2001			
2002		31.3	32.3
2003		38.4	44.8
2004	38.6		
2005	45.0		
2006	39.4		

# ... Tarifas Eléctricas

## Los Productores Independientes de Energía

- A partir del año 2000 se han incorporado más 10 mil MW de ciclos combinados a gas natural, de productores independientes

Productores Independientes, Factores de Planta en Porcentaje

Central	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>fp promedio</b>	<b>79%</b>	<b>78%</b>	<b>81%</b>	<b>78%</b>	<b>73%</b>	<b>65%</b>	<b>76%</b>
Merida III	79%	75%	74%	82%	80%	78%	71%
Hermosillo		87%	56%	72%	55%	58%	75%
Saltillo		82%	81%	59%	59%	65%	75%
Tuxpan II		94%	81%	80%	82%	77%	84%
Anáhuac			74%	75%	70%	52%	62%
Bajío			101%	74%	91%	83%	88%
Monterrey III			80%	76%	71%	78%	91%
Altamira II			87%	71%	72%	70%	75%
Mexicali				82%	54%	49%	57%
Campeche				88%	78%	77%	82%
Tuxpan III y IV				86%	80%	62%	83%
Naco-Nogales				100%	74%	78%	83%
Chihuahua III				71%	63%	47%	53%
Altamira III y IV					70%	63%	71%
Río Bravo III					76%	36%	58%
La Laguna						87%	85%
Río Bravo IV						55%	69%
Altamira V							122%
Tuxpan V							115%
Valladolid III							65%

Elaborado por J L. Aburto

fp
> 90%
> 80%
> 70%
> 60%
> 50%
< 50%

# ...Tarifas Eléctricas

## **La Propuesta de SHCP**

1. Concentrar cualquier descuento que se determine, en los cargos de energía de la punta
2. Esta medida sería aplicable a todas las tarifas horarias
3. El GT calculó que procede una reducción de 30 ¢/kWh en la energía de punta, con base en los CMLP
4. Se estima que un descuento de 45 ¢/kWh equilibra el precio de punta con el costo de las minicentrales de autoabastecimiento a diesel, incluyendo su costo de capacidad. Esta opción costaría 3,585 millones de pesos anuales. Su aprobación está sujeta a la disponibilidad de fondos fiscales.

## **Recomendaciones**

**La medida va en la dirección correcta;  
se recomienda su implantación en las proporciones que ha  
discutido el grupo de Tarifas**

# ...Tarifas Eléctricas

## Examen de Medidas de la Primera Etapa

### 2. Eliminar las Diferencias Regionales en Alta Tensión

- En los sistemas eléctricos conforme aumentan el mallado de la red y la capacidad de transmisión entre regiones los costos regionales se van homologando.
- Las tarifas reflejan las diferencias regionales de costos relativos vigentes en 1996. Desde entonces las ventas de energía han aumentado 44%; la capacidad de generación creció 38% y la red de transmisión 53%.
- Las diferencias de costos regionales deben medirse nuevamente y, si son pequeñas pueden eliminarse.



# ...Tarifas Eléctricas

## La Propuesta de SHCP

1. Eliminar la regionalización únicamente para las tarifas en alta tensión y solamente en el Sistema Interconectado Nacional.
2. Es correcto limitar la media a la alta tensión; los servicios en alta tensión utilizan solamente la red troncal de transmisión. En media tensión las redes de distribución primaria dan servicio en su zona de influencia; los costos de dos regiones no tienen por que ser uniformes.
3. La decisión de excluir a la península de Baja California debería justificarse. Tendría un costo político.
4. El Grupo de Tarifas ha debatido el nivel que tendrían las nuevas tarifas: el promedio, el de una región específica o el costo más bajo. No hay elementos para sostener una discusión informada sobre este punto.

## Recomendaciones

**La distorsión entre costos regionales es inferior a las de otras causas. La regionalización de las tarifas de alta tensión es tema de menor prioridad. Se recomienda esperar a efectuar el estudio integral del sistema de tarifas para atender este tema.**

# ...Tarifas Eléctricas

## Examen de Medidas de la Primera Etapa

### 3. Modificar la Fórmula de Ajuste Automático

#### Antecedentes

- Durante los años 70, los aumentos a las tarifas siempre fueron insuficientes y tardíos. El resultado fue el deterioro gradual de la situación financiera de CFE y LFC.
- En 1982 se estableció una fórmula de ajuste mensual, por concepto de combustibles, aplicable a las tarifas de uso general. Esto resolvió parcialmente el problema.
- En 1996 se estableció la fórmula de ajuste (FAA) automático con la finalidad de mantener actualizadas las tarifas

# ...Tarifas Eléctricas

## Metodología para la determinación de tarifas eléctricas

1. Se calculan los costos marginales de largo plazo (CMLP) en condiciones de un sistema eléctrico adaptado
2. Con base en dichos CMLP se determinan las denominadas tarifas teóricas. Para ello, se utilizan los CMLP puros más un conjunto de reglas prácticas que incluyen:
  - Segmentación de períodos (estacionales, diarios y horarios) y regiones en el cálculos de los CMLP,
  - la segmentación de usuarios por duración de su carga (los factores de carga),
  - la asignación de algunos componentes de costos marginales de capacidad a los cargos por energía,
  - la asignación de algunos coeficientes empíricos (por ejemplo, se establecen cargos a las demandas excedentes a las de punta, en los períodos base e intermedios)



**Las estructuras de las tarifas teóricas proporcionan señales de precio eficientes en cada uno de sus componentes y períodos**

**Debe revisarse periódicamente para seguir reflejando las condiciones cambiantes de la oferta y demanda en los sistemas eléctricos, para que las señales de precio sigan siendo eficientes**

# ...Tarifas Eléctricas

## Metodología para la determinación de tarifas eléctricas

3. Con base en los costos contables y en las proyecciones financieras de los mismos, se calcula el nivel de ingresos requeridos por el suministrador, para preservar su salud financiera. En general estos ingresos requeridos son superiores a los que genera la aplicación de las tarifas teóricas. El excedente se conoce como la brecha de ingresos
4. Se asigna la brecha de ingresos a las distintas tarifas teóricas y, preservando su estructura, se incrementa su nivel en la proporción necesaria para alcanzar los ingresos requeridos. A las tarifas teóricas ajustadas por nivel se les denomina tarifas objetivo
5. Se actualiza la FAA, cuyo papel es el de preservar el nivel adecuado de las tarifas objetivo, y nada más que eso. No es función de la fórmula modificar las estructuras de las tarifas



La metodología de las tarifas eléctricas basadas en costos marginales que se implantó en 1991 fue diseñada para ser revisada y actualizada cada 5 años

# ...Tarifas Eléctricas

## Metodología para la determinación de tarifas eléctricas

- Esto se cumplió en el año 1996. El sistema de tarifas eléctricas debió ser revisado íntegramente en 2001 y, nuevamente, en 2006. Durante los últimos 11 años solamente se le han hecho algunas revisiones menores
- La fórmula de ajuste automático establecida en 1996 ya es obsoleta y debe ser revisada. Lo mismo aplica a las tarifas teóricas y las tarifas objetivo
- Cuando se efectúe la próxima revisión integral de las tarifas es conveniente normar los criterios de política, la metodología y la periodicidad con que se actualizarán sus elementos

# ...Tarifas Eléctricas

## La Estructura de Fórmula Vigente (FAA)

- La fórmula vigente distingue dos componentes uno para combustibles y otro para todos los demás elementos del costo de suministro. Es importante separar los combustibles ya que sus precios se caracterizan por variaciones severas y volatilidad
- Cualquier fórmula que se base en los costos de los combustibles va a conducir a ajustes con variaciones erráticas
- Lo importante no es evitar las variaciones en el precio de la energía eléctrica (cuando se trata de usuarios grandes), sino asegurarse que dichas variaciones reflejen adecuadamente las condiciones de oferta y demanda en el mercado, y que dichas variaciones no sean causadas por abuso de poder de mercado por parte de generadores dominantes
- En 1996 se decidió utilizar índices generales de inflación con el fin de evitar que las potenciales ineficiencias de CFE, se reflejaran en los costos de la energía

# ...Tarifas Eléctricas

## El Funcionamiento de la FAA

La fórmula funcionó de manera adecuada entre 1996 y 2000; posteriormente ha llevado a aumentos superiores a los razonables por varios motivos:

- Los productores independientes, con más de 10 GW de potencia, cobran la energía que generan (o el servicio de maquila de gas de CFE) y los financiamientos asociados a sus inversiones y costos fijos de mantenimiento. La fórmula no reconoce estos componentes financieros
- La eficiencia media del parque generador está implícita en los coeficientes alfa. la fórmula no ha captado los incrementos en eficiencia por la incorporación de ciclos combinados modernos
- Los precios de los combustibles han aumentado mucho en este siglo
- Los aumentos en los precios de los metales, también han sido muy elevados en años recientes; pero su ponderador en la fórmula probablemente es superior a la incidencia real en los costos de la CFE



**En conclusión, la fórmula está siendo mal utilizada, no fue actualizada como y cuando debería; no es congruente con la estructura actual de costos de la CFE. Muy probablemente los usuarios están pagando precios de la energía superiores a los razonables. Es evidente la necesidad de examinar y actualizar la fórmula**

# ...Tarifas Eléctricas

## La Propuesta de SHCP

1. Incorporar el cambio en el parque generador y su mayor eficiencia térmica
2. Diferenciar el ajuste de los cargos por capacidad y por energía
  - La primera cuestión es adecuada y debe atenderse
  - La segunda cuestión implica asignar a la FAA una función nueva. Las estructuras de las tarifas se estarían modificando mes a mes
  - La fórmula de ajuste automático no tiene vinculación alguna con ninguna metodología para el diseño de las tarifas eléctricas. La fórmula es un instrumento de carácter económico que se aplica con la finalidad de evitar los retrasos crónicos en los ajustes a las a tarifas por incrementos en los costos de suministro



# ...Tarifas Eléctricas

## Recomendacion

1. Es recomendable preservar el **método de los costos marginales** de largo plazo para el diseño de las estructuras de las tarifas eléctricas, el cual proporciona señales eficientes de precio. En cambio, conviene meditar si la estructura de las tarifas se debe revisar cada cinco años o en plazos más cortos
2. Respecto a la revisión de la FAA si es posible modificar su estructura en el corto plazo. Esto se puede hacer de dos maneras:
  - **Actualización de la fórmula vigente**, mediante el examen de los componentes de la fórmula (actualización de los ponderadores de los elementos) y la revisión o modificación de los índices de precios que se aplican.
  - **Rediseño completo de la fórmula**. Dentro de este grupo de opciones, se encuentra la de diseñar una nueva fórmula basada en la estructura de los costos de suministro

# ...Tarifas Eléctricas

## Estructura de Costos de CFE

En 2006, el Costo de Explotación en CFE alcanzó los 258,036 millones de pesos, distribuidos como se indica en el cuadro siguiente:

**COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
ESTRUCTURA DEL COSTO DE EXPLOTACION POR CONCEPTO  
AÑO 2006**

CONCEPTOS DE COSTO AGRUPADOS	%
Servicios Personales	18.6%
Energía	43.9%
Recursos Materiales	15.4%
Indirectos (impuestos, intereses, dividendos)	22.1%
<b>COSTO DE EXPLOTACION</b>	<b>100.0%</b>

Elaboración: J L Aburto

- La FAA podría adoptar la estructura de los costos de explotación como ponderadores y elegir índices generales aplicables a cada uno de los 4 grupos de conceptos
- Sería necesario establecer estructuras de costo por nivel de tensión. Habría, como ahora, fórmulas para alta, media y baja tensiones. Para cada componente se deben elegir uno o varios índices generales

# ...Tarifas Eléctricas

---

- Para el rubro de energía se recomienda:
  1. Separar el componente financiero de los pagos a productores independientes e incluirlo en el componente de Indirectos
  2. Separar de manera explícita en la fórmula los componentes de: generación no fósil; generación fósil; electricidad comprada; combustibles para maquila
  3. Definir los ponderadores y seleccionar los índices de precios apropiados a cada componente
  4. Actualizar la eficiencia térmica media de la generación no fósil
  5. Reemplazar los índices atados a precios específicos de compraventa de combustibles de CFE por índices generales

También se recomienda normar lo decidido

# ...Tarifas Eléctricas

## Examen de Medidas de la Segunda y Tercera Etapas

9 medidas integran estas etapas:

### 4. Reducción por facturación por incremento en consumo de punta

- Como consecuencia del elevado margen de reserva en los sistemas eléctricos, en 2006 a cada usuario que aumentó su consumo en punta se le aplicó un descuento de 50% sobre el consumo incremental en punta
- La propuesta original de SHCP contempla la reimplantación de esta medida. Posteriormente la Secretaría de Hacienda decidió eliminar esta medida
- La decisión de no continuar aplicando esta reducción en la facturación es adecuada; la medida carece de lógica económica y es incompatible con la medida consistente en reducir el cargo en horas de punta.

# ...Tarifas Eléctricas

---

## 5. Eliminar la Tarifa del Gobierno Federal (TGF)

- Las facturas de usuarios del Gobierno Federal se multiplican por un factor igual a 2.5 veces la factura normal. El razonamiento fue promover el ahorro de energía eléctrica en las entidades del gobierno y predicar con el ejemplo
- En 2006 la CFE tuvo ingresos por 6,911 millones de pesos la TGF. La eliminación de esta tarifa reducirá sus ingresos en 4,147 millones. También LFC pierde; pero la medida es neutra al nivel del gobierno federal
- Para atenuar el impacto a los suministradores la SHCP propone reducir gradualmente el factor (2.0 en el año 2008; 1.5 en 2009 y 1.0 a partir de enero de 2010)
- La tarifa especial del Gobierno Federal es una distorsión injustificada; su eliminación es apropiada; se recomienda su aplicación

# ...Tarifas Eléctricas

## 6. Modificar la Tarifa DAC (Doméstica de Alto Consumo)

- **Propuesta:** Reducir los cargos de la DAC en 20% (con lo cual se estima que será igual al costo marginal) y definir los intervalos para otras tarifas, de forma que el 5% de los usuarios de cada tarifa quede incorporado a la tarifa DAC
- Se estima que el incremento máximo es igual a 85.5% y se presenta para algunos usuarios de tarifa 1E
- Otra opción (Alternativa 1) considerada consiste en definir las tarifas residenciales iguales al costo del servicio y aplicar descuentos según el nivel de consumo
- Actualmente el precio marginal de la DAC es de aproximadamente 30 centavos de dólar por kWh, incluyendo IVA, lo que equivale a 26.1 centavos sin IVA. Esto implica que el costo marginal para servicio residencial es de 21.7 centavos de dólar por kWh. Este valor es muy elevado, se recomienda examinarlo.
- La implantación de las tarifas DAC en 2002 se diseñó para incorporar al 5% de los usuarios residenciales de mayores consumos; actualmente solo un 2% permanecen en ellas. La DAC ha sido causa de presiones – exitosas – para reclasificar poblaciones a tarifas más subsidiadas y ampliar la temporada cálida

# ... Tarifas Eléctricas

**Precios Medios de la Energía Eléctrica para Usuarios Residenciales, en 2006**

País	dólares EUA / kWh
China Taipei	0.0690
Noruega	0.0856
Corea	0.0894
<b>México, tarifas 1</b>	<b>0.0902 **</b>
Estados Unidos	0.0961 g
Australia	0.0985 *
<b>México, todas</b>	<b>0.1010 **</b>
Grecia	0.1138 *
República Checa	0.1161
Turquía	0.1194
Finlandia	0.1200
Polonia	0.1250
Hungría	0.1266
Suiza	0.1276
República Eslovaca	0.1295 *
Nueva Zelanda	0.1337
Francia	0.1365
España	0.1535 *
Reino Unido	0.1580
Austria	0.1613
Portugal	0.1764
Irlanda	0.1842
Luxemburgo	0.1866 *
Japón	0.1963 *
Alemania	0.1975 *
Italia	0.1995 *
Holanda	0.2443
<b>México, DAC</b>	<b>0.2518 **</b>
Dinamarca	0.2935

Fuente: IEA, página web; México, tarifa DAC, cálculo basado en CFE, página web

( \* ) *Ultimo dato disponible*

( \*\* ) *Promedio de 1 año 2006*

( c ) *Confidencial*

( g ) *Precio sin impuesto para Estados Unidos*

( .. ) *No disponible*

# ...Tarifas Eléctricas

## Recomendacion

1. Las tarifas DAC no tienen sentido económico, son una distorsión que no se puede justificar técnicamente y tienen un alto costo en la opinión pública. Es mejor establecer tarifas residenciales especiales y mecanismos complementarios:
  - horaria 1H para usuarios con consumos muy elevados
  - tarifa binaria basada en costo marginal, para usuarios con consumos altos
  - eliminar o trasladar a los estados, los subsidios de temporada de verano
  - tarifas subsidiadas para usuarios de consumos bajos y medios, con ajustes mensuales pequeños para reducir gradualmente los subsidios
  - ayudas directas a la población pobre, mediante programas de bienestar social tales como Oportunidades
2. La reducción de 20% a las tarifas DAC es una medida en la dirección correcta.



# ...Tarifas Eléctricas

## 7. Extender la aplicación de la tarifa HM a usuarios menores de MT

- Las tarifas horarias tienen grandes beneficios: Reducen las inversiones necesarias y logran un mejor aprovechamiento de las instalaciones. Los usuarios, reciben señales eficientes de precios que les permiten, de acuerdo con la flexibilidad de sus procesos, optimizar su uso horario de la energía eléctrica; pueden lograr reducciones en sus facturas que superan un 30%.
- En México las tarifas horarias se ofrecieron inicialmente en 1988, con carácter optativo. En 1991 se establecieron tarifas horarias obligatorias para usuarios de alta tensión y para los de media tensión con demandas máximas superiores a 1 MW
- En 1997 se incorporó a usuarios con demandas superiores a 500 kW; en 1998 se llegó a los 300 kW y entre 1999 y 2000 a los 100 kW
- Los avances en tecnología de medición de consumos eléctricos hacen rentable la aplicación de tarifas horarias para usuarios cada vez menores. Esta es una de las medidas más beneficiosas y se recomienda su aplicación
- Cada vez que se inicia este programa los suministradores pierden casi un año en el proceso de compra de medidores nuevos. Además, se debe dar entrenamiento al personal de CFE y campañas de orientación a los nuevos usuarios

### **Recomendación**

Se recomienda establecer un programa de incorporación de usuarios con varios años de duración

# ...Tarifas Eléctricas

CFE  
Histograma de la Tarifa OM  
1er semestre 2000

demanda máxima medida (kW)	# de usuarios	% de usuarios
> 90	9,054	10.6%
80 - 90	2,091	2.4%
70 - 80	2,682	3.1%
60 - 70	3,471	4.0%
50 - 60	4,542	5.3%
40 - 50	6,623	7.7%
30 - 40	9,731	11.3%
20 - 30	14,183	16.5%
10 - 20	17,752	20.7%
0 - 10	15,639	18.2%
<b>Total</b>	<b>85,768</b>	<b>100.0%</b>

Elaborado por J L Aburto con información de CFE

# ...Tarifas Eléctricas

En 2006 había 150,126 usuarios en tarifa OM, lo que implica un crecimiento medio anual cercano al 10%. Suponiendo que se conserva constante la distribución de usuarios por intervalo de demanda, el programa de incorporación de usuarios a tarifas horarias HM y HMC podría ser similar al ejemplo que sigue:

Programa de Incorporación de usuarios  
de OM a Tarifas HM y HMC  
(ejemplo ilustrativo)

año	demanda máxima a incorporar kW	tasa anual de crecimiento del # de usuarios	# de usuarios por incorporar a HM y HMC
2007	-	9.0%	0
2008	> 95	8.5%	9,371
2009	> 90	8.0%	10,121
2010	> 70	7.5%	11,471
2011	> 60	7.0%	8,926
2012	> 50	6.5%	12,439
<b>suma</b>	<b>&gt; 50</b>		<b>52,329</b>

Elaborado por J L Aburto

- El programa, debería ser anunciado en breve, para llevar a cabo los preparativos e iniciarlo a partir de enero de 2008
- Para definir el programa preciso, será necesario examinar el histograma actual de usuarios de la tarifa OM y prever en el PEF-2008 los recursos necesarios para ejercer
- Esta medida debe ir acompañada de la siguiente, ya que son complementarias

# ...Tarifas Eléctricas

## 8. Ampliar la aplicación de la tarifa HMC

- La aplicación de la medida anterior hace necesaria la implantación simultánea de esta medida ya que son complementarias
- Conforme se reducen las potencias demandadas por los usuarios bajan también sus factores de carga. Es decir, usuarios con menores cargas eléctricas típicamente presentan menores factores de carga. La tarifa general de media tensión, HM, no satisface las necesidades de usuarios con bajos factores de carga
- La propuesta de SHP implica diseñar una tarifa específica para usuarios de media tensión con factores de carga medios a bajos. Una tarifa de corta utilización: HMC
- La tarifa horaria de media tensión para corta utilización actualmente se aplica solamente en los estados de: BC, Sonora y Sinaloa. Esta experiencia facilitará el trabajo de diseño de la tarifa HMC para otras regiones

# ...Tarifas Eléctricas

## 9. Incorporar un factor de eficiencia (RPI-X)

- Esta medida se refiere a la incorporación de un factor de aumento de eficiencia a la fórmula de ajuste a las tarifas. Por lo tanto, se trata de una medida suplementaria a la medida 3, (referente a la fórmula de ajuste automático)
- El factor de ajuste se define como un índice general de inflación – o la media ponderada de varios índices generales –, menos un factor x que indica el aumento en eficiencia que el regulador le impone a la empresa regulada
- Esta medida se aplica en varios países; en particular cuando se llevan a cabo modificaciones estructurales de fondo en la industria eléctrica, y se tienen empresas nuevas o reestructuradas. Se aplican convenios plurianuales para volver a medir costos y resultados, y firmar un nuevo convenio.
- Su aplicación no es trivial; se debe revisar la estructura de costos, distinguir los costos que son controlables y examinar la tendencia de cada componente. Por ejemplo, en CFE y LFC el pasivo laboral crece a una tasa mayor al INPC

### **Recomendación**

**Se recomienda como medida de mediano plazo; que forme parte de convenios generales de desempeño entre las Juntas de Gobierno y los organismos. Volvemos a este tema en el examen de la medida 12, sobre Aprovechamiento**

# Otras Medidas

**La propuesta de SHCP menciona otras tres medidas adicionales, que no son medidas de tarifas eléctricas propiamente dichas.**

## **10. Incorporar un descuento por calidad**

- En algunos países, la comisión reguladora establece estándares de servicio que deben cumplir las empresas de servicios públicos. Las fallas o incumplimientos no justificados pueden ser motivo de multas o compensaciones a los usuarios
- En México el marco jurídico establece compromisos concretos de calidad por parte de los suministradores:
  - Que la frecuencia sea de 60 Hertz, con una tolerancia de 0.8 % en mas o en menos, y
  - Que las tolerancias en el voltaje ... no excedan de 10% en más o menos y tiendan a reducirse progresivamente<sup>[1]</sup>
- El Reglamento de la LSPEE establece<sup>[2]</sup> consecuencias por interrupciones del servicio que sean imputables al suministrador. No obstante, en caso de daños al usuario, el mismo Reglamento deja en manos del suministrador convenir con el usuario "el importe de los daños y su forma de pago". De no haber acuerdo, se establece como instancias alternas a la SENER y a la Profeco.

<sup>[1]</sup> Artículo 18 del Reglamento de la LSPEE

<sup>[2]</sup> Artículo 40 del Reglamento de la LSPEE

# ...Otras Medidas

- También se mide la calidad mediante indicadores comerciales de atención al cliente. El tiempo de interrupción por usuario mide la confiabilidad del servicio. Pero estos no están normados
- En conclusión, en materia de calidad y confiabilidad, en buena medida CFE y LFC se autorregulan. La CRE carece de elementos para verificar el cumplimiento de los estándares de calidad

## **Recomendación**

1. Para implantar esta medida se requiere adecuar el marco jurídico. Adicionalmente, es necesario llevar a cabo un estudio cuyos resultados incluyan:
  - La selección de los índices de calidad
  - Las definiciones precisas y los procedimientos de medición de los índices de calidad seleccionados
  - Los estándares que deben cumplir los suministradores
  - Los medios de que dispondrá la CRE para verificar el grado de cumplimiento y, más aun, las circunstancias y grados de incumplimiento, de los estándares de calidad
  - Las condiciones específicas que darían lugar a multas o compensaciones a cargo de los suministradores y los montos de las mismas
2. La medida no se puede aplicar en el corto plazo. Se recomienda iniciar con una recopilación de las prácticas que a este respecto se siguen en otros países y desarrollar un plan de acción para su eventual aplicación

# ...Otras Medidas

## 11. Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas de LFC

- En los últimos 10 años las pérdidas de distribución han aumentado en CFE, y más aun, en LFC; ocasionando incrementos en los costos de suministro, principalmente en baja tensión.
- En respuesta a una disposición contenida en el PEF-2007, LFC presentó a SENER una propuesta para realizar inversiones y acciones que le permitan reducir las pérdidas no técnicas en sus redes de distribución. El programa incluye metas concretas.
- LFC propone reducir el índice de pérdidas no técnicas (PNT) desde 18.65% en 2006 a 14.49% en el 2012, revirtiendo la tendencia creciente. En el escenario de no hacer nada, las pérdidas no técnicas crecen y llegan a 25.66% en 2012. El programa presenta las metas siguientes:

Año	%PNT	Variación respecto a:	
		2006	Año previo
2006	18.65	--	--
2007	18.60	0.27%	0.27%
2008	18.43	0.91%	0.9%
2009	17.77	4.47%	3.6%
2010	16.89	9.19%	4.9%
2011	15.74	15.37%	6.8%
2012	14.49	22.11%	8.0%



## ...Otras Medidas

- Aparte, LFC estima que de seguir con la tendencia, las pérdidas técnicas se elevarían de 13.82% a 16.37% en el mismo período. LFC propone acciones para mantener constantes las pérdidas técnicas en el nivel del año 2006
- El crecimiento de las pérdidas totales en redes de LFC es alarmante, pasaron de 24.04% en 2001 a 32.47% en 2006 y llegarían a 41.81% en 2012 de seguir con la tendencia. Con el programa propuesto, serían de 28.31% en 2012
- El problema es complejo, requiere la aplicación de recursos de inversión y, principalmente, una organización y cultura que tomará tiempo implantar en el organismo. Aun así, los resultados del programa propuesto se pueden considerar insuficientes
- Es importante dotar a LFC de los apoyos financieros, de desarrollo orgánico, de capacidad de ejecución de proyectos y de marco normativo, para que pueda implantar un programa más ambicioso
- Esta no es una medida tarifaria, sino de productividad. La rentabilidad de la medida es evidente; al nivel de pérdidas de LFC (e inclusive al nivel que tiene CFE) es más rentable invertir en reducir pérdidas en redes que en ampliar los sistemas de generación y transmisión
- Esta medida formaría parte de los compromisos de productividad implícitos en la medida 9. Se recomienda convenir programas plurianuales para LFC y CFE, que incluyan el establecimiento de metas anuales

# ...Otras Medidas

## 12. Reducir la Tasa de Aprovechamiento

### ■ Desventajas del Aprovechamiento

1. No es transparente ni claro
2. Percepción pública: es instrumento para descapitalizar a CFE
3. Opinión de los industriales: es un medio para elevar las tarifas
4. Induce asignación ineficiente de recursos en las decisiones de inversión de los particulares, ya que distorsiona la competitividad de CFE de productividad y alcanza las metas convenidas

# ...Otras Medidas

---

## La Propuesta de SHCP

- 1. Reducir la tasa de Aprovechamiento con el fin de bajar los costos de suministro, como instrumento para añadir competitividad a la industria eléctrica y al aparato productivo**
- 2. La tasa de 9% al Activo equivale a una tasa de bruta de 16.5% al Patrimonio. La rentabilidad neta, después de ISR y PTU sería 10.2%**
- 3. No parece haber espacio para reducir esta tasa**
- 4. No se recomienda aprobar esta medida**

# ...Otras Medidas

## Los Estados Financieros de CFE

### ■ **Distorsiones vigentes**

- La **Inversión** física es ineficiente; favorece los proyectos Pidiregas; aumenta la capacidad de suministro, pero desatiende la calidad, confiabilidad y eficiencia del servicio
- Los **Pidiregas**: las obligaciones se registran parcialmente
- No están fondeadas las **Obligaciones Laborales** al retiro. El 90% se carga al gasto corriente, incrementando el costo del KWh
- Los **Subsidios** (principalmente residenciales y de riego agrícola) son excesivos
- La **Estructura de Capital** es ineficiente, pero se está deteriorando rápidamente
- Los valores de los **Activos físicos** no reconocen la obsolescencia tecnológica

# ...Otras Medidas

---

## Recomendación

- 1. Los Estados Financieros de la CFE contienen distorsiones importantes:**
  - Pasivos no registrados (Pidiregas)
  - Activos sobrevaluados
  - Fondo de pensiones sin capitalizar
  
- 2. Diversas medidas de política financiera son inadecuadas:**
  - Subsidios excesivos a las tarifas eléctricas
  - Estructura de capital ineficiente
  
- 3. El régimen fiscal de CFE debe revisarse, como parte de un plan financiero integral que incorpore diversas medidas de política financiera, sin deteriorar el flujo neto para el gobierno**

# ...Otras Medidas

---

## 13. Reducir los subsidios

- **Los subsidios a las tarifas eléctricas han alcanzado montos excesivos que:**
  - Pasivos generan ineficiencias en la asignación de recursos
  - Implican inversiones mayores
  - Lesionan las finanzas públicas y las de los suministradores
  - Benefician más a quienes más consumen
  - Constituyen el programa de apoyos más importante del gobierno federal
- **Además el potencial de crecimiento de los subsidios es muy amplio; la tendencia es insostenible**

# ...Otras Medidas

---

## Recomendación

### **1. Realizar un estudio del régimen fiscal:**

- Pasivos Lineamientos de Política Financiera: aplicación del régimen del ISR, estructura de capital óptima, costo mínimo del capital, valor adecuado de los activos, capitalización del pasivo laboral mediante la aplicación de la PTU, incrementos en productividad, racionalización de subsidios
- Cuidado de los flujos netos para la Tesorería de la Federación
- Diseño de una estrategia financiera sustentable

### **2. Diseñar e implantar un plan de rehabilitación financiera con programas para**

- Racionalizar los subsidios
- Aumentar la productividad
- Sostener un nivel de inversión óptimo

# ...Otras Medidas

---

## **4. Establecer un Convenio de Desempeño de acuerdo con lo cual:**

- El gobierno incrementa las tarifas
- El Consejo de Administración aprueba las inversiones óptimas y deja al organismo retener recursos suficientes para mantener una estructura de capital óptima
- CFE ejecuta los programas de productividad y alcanza las metas convenidas

## **5. Utilizar un modelo de proyecciones financieras para representar los compromisos de desempeño y para darles seguimiento**