

# **Informe Pormenorizado del Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica**

**2014**

**Subsecretaría de Electricidad**

**Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado  
Eléctrico**

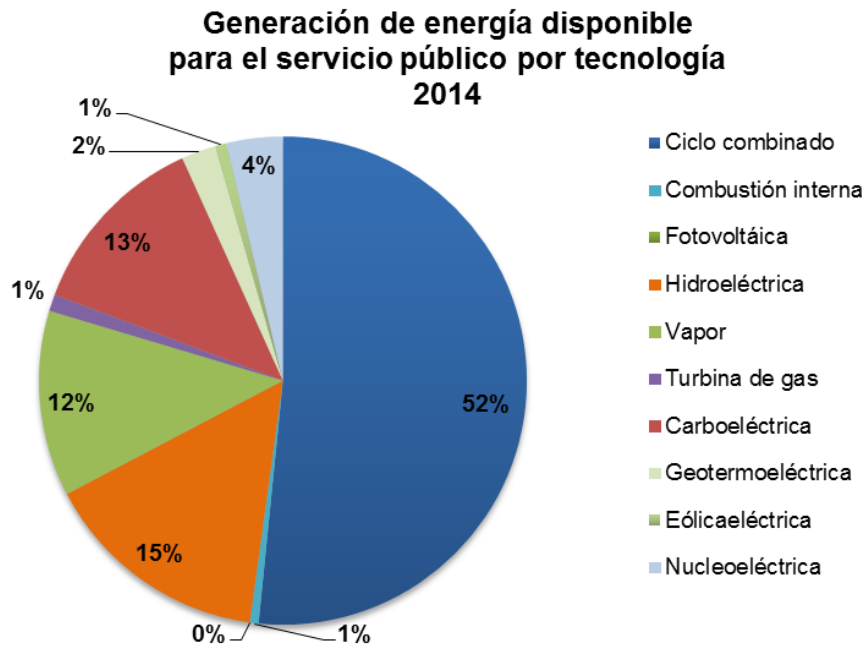
<b>Generación de Electricidad .....</b>	<b>3</b>
Generación bruta de electricidad .....	3
Demanda máxima .....	6
Capacidad efectiva de generación .....	7
Margen de Reserva Operativo .....	11
Despacho económico de energía.....	12
Criterios para la elección de fuentes de generación .....	13
Criterios para la construcción de plantas de generación eléctrica.....	15
<b>Transmisión y distribución.....</b>	<b>16</b>
Evolución histórica de km de líneas.....	16
Pérdidas actuales .....	17
Estrategia de redes inteligentes .....	20
<b>Tarifas y subsidios .....</b>	<b>21</b>
Tarifas eléctricas .....	21
Subsidios .....	26
Competitividad de los precios de electricidad.....	31
<b>Indicadores operativos y financieros del sector eléctrico .....</b>	<b>35</b>
Indicadores operativos .....	35
Indicadores financieros.....	39
Estados Financieros .....	41

# Generación de Electricidad

## Generación bruta de electricidad

- La **generación bruta** se refiere a la cantidad total de energía eléctrica producida por las unidades generadoras en una o varias centrales. Por su parte, la **generación neta** se refiere a la energía que resulta de descontar a la generación bruta la energía consumida por la operación de la misma planta.

De esta manera, durante el año 2014, la energía disponible para el servicio público (generación neta de Comisión Federal de Electricidad (CFE), más la generación neta de los Productores Independientes de Energía (PIE), más la generación no solicitada entregada por los PIE a CFE) fue de 249,729 GWh, y de este total el 78.1% se generó con combustible de origen fósil. En comparación, durante 2013 la energía disponible ascendió a 248,542 gigawatts por hora (GWh) de los cuales el 81.5% se generó con combustibles fósiles.



**Energía para el servicio público 249,729 GWh**

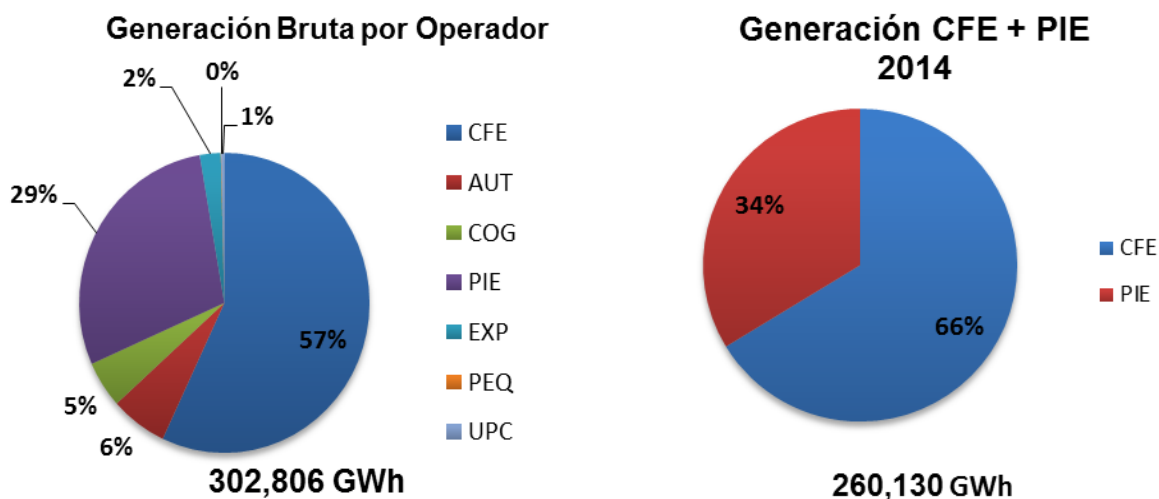
FUENTE: SENER con datos de CRE y CENACE. Preliminar.

- La generación nacional se compone de la electricidad generada en centrales o plantas de CFE y aquella producida por los Productores Externos de Energía, los cuales operan de acuerdo con lo siguiente:

Productores Externos de Energía (PEE)*		
<b>PIE</b>	Productores Independientes de Energía	Se construyen y operan por una empresa privada, bajo un contrato de largo plazo para vender su producción a CFE.
<b>AUT</b>	Autoabastecimiento	Forman parte de una sociedad privada con la participación del usuario final para consumo local o remoto usando el porteo de la red de CFE.
<b>COG</b>	Cogeneración	Centrales privadas que aprovechan el calor producido en la generación eléctrica para la realización de un proceso industrial.
<b>PEQ</b>	Pequeños Productores	Centrales privadas de hasta 30 MW que venden su producción a CFE.
<b>EXP</b>	Exportación	Centrales privadas que venden su producción a sistemas en otros países.
<b>UPC</b>	Usos Propios Continuos	Centrales privadas de autoabastecimiento local; operan bajo el régimen previo a la reforma de 1992.

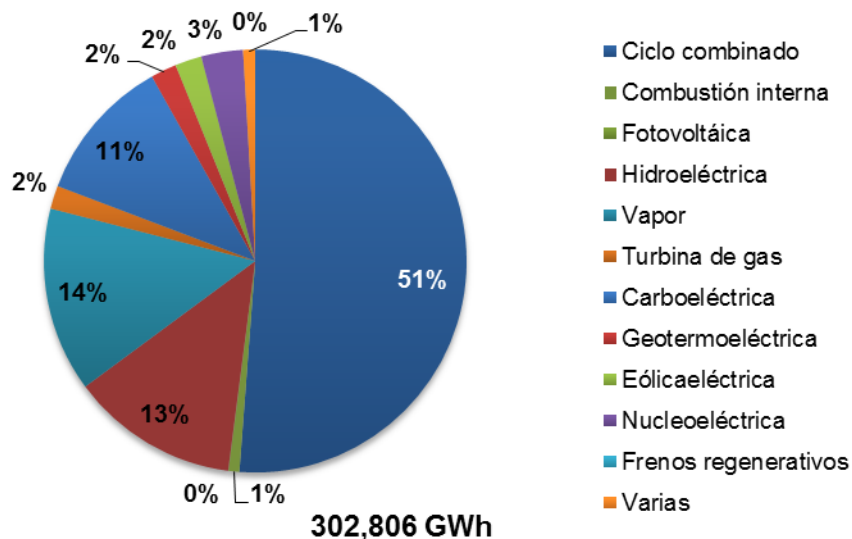
\*La Ley de la Industria Eléctrica, publicada en el DOF el pasado 11 de agosto de 2014, ya permite la participación privada y estatal en la generación de energía eléctrica, por lo que se desarrolla un periodo de transición hacia el libre mercado y mientras tanto se continuarán revisando las operaciones de las empresas privadas en su esquema anterior.

- La energía bruta generada a nivel nacional durante el 2014 fue de 302,806 GWh, de los cuales 85.8% corresponde a energía para el servicio público (CFE+PIE):

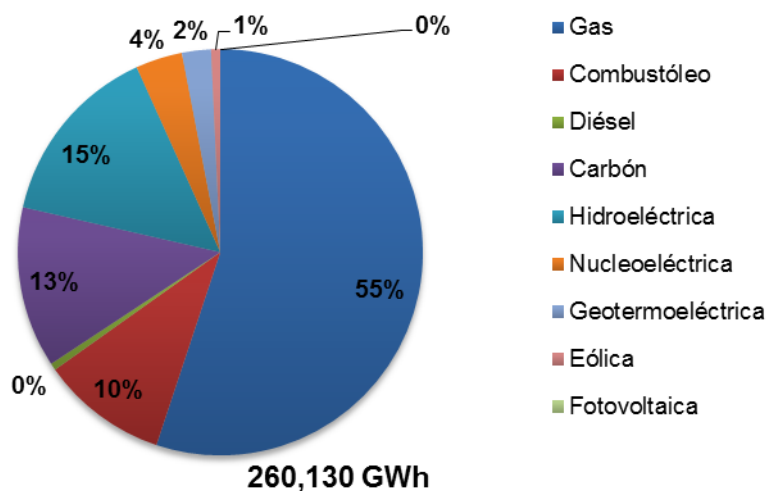


FUENTE: SENER con datos de CRE y CENACE. Preliminar.

### Generación Bruta por Tecnología 2014



### Generación Bruta CFE + PIE por fuente primaria 2014



FUENTE: SENER con datos de CRE y CENACE. Preliminar.

- La generación nacional bruta, se puede agrupar en dos tipos de fuentes: fósiles y no fósiles.
- Durante 2014, el 79.5% de la energía nacional se generó con fuentes de energía fósiles, que incluyen los hidrocarburos y el carbón; mientras que el 20.5% restante se obtuvo a partir de fuentes no fósiles, que comprenden la hidráulica, nuclear, geotérmica, eólica, solar y frenos regenerativos.

- La electricidad se generó en unidades que se agrupan en una o más plantas generadoras. Al primer trimestre de 2014, 568 plantas registraron actividad en generación de electricidad: 161 de CFE, 28 de PIE, 267 de AUT, 70 de COG, 3 de EXP, 7 de PEQ y 32 de UPC. Como se muestra en la siguiente tabla, sólo 23 plantas generaron más de la mitad de la electricidad durante 2014.

### Principales generadores 2014

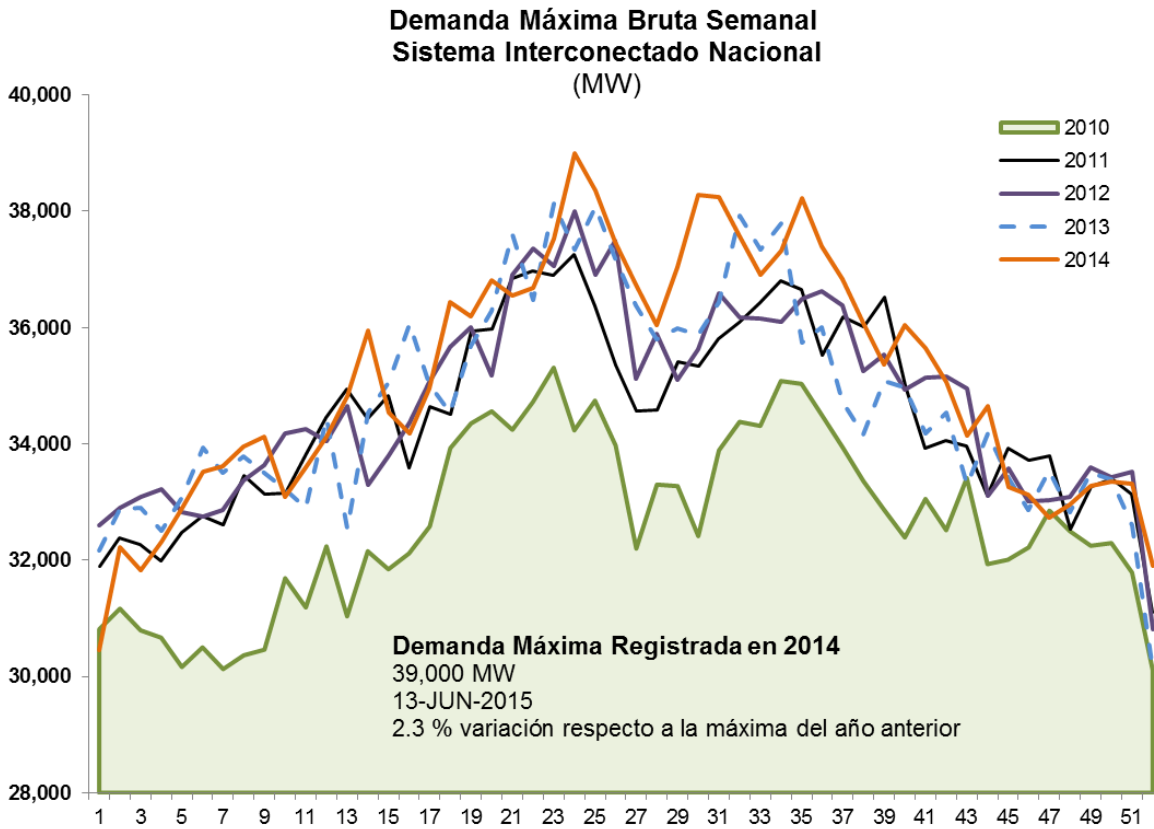
Planta	Estado	Tecnología	Operador	Generación Bruta (GWh)	% acumulado
Petalcalco	Guerrero	Carboeléctrica	CFE	16,167	5.33%
Manzanillo I	Colima	Ciclo combinado	CFE	12,520	9.46%
Laguna Verde	Veracruz	Nucleoeléctrica	CFE	9,677	12.65%
Río Escondido	Coahuila	Carboeléctrica	CFE	8,887	15.58%
Carbón II	Coahuila	Carboeléctrica	CFE	8,559	18.41%
Altamira V	Tamaulipas	Ciclo combinado	PIE	8,074	21.07%
Tuxpan III y IV	Veracruz	Ciclo combinado	PIE	7,881	23.67%
Altamira III y IV	Tamaulipas	Ciclo combinado	PIE	7,779	26.23%
Chicoasén	Chiapas	Hidroeléctrica	CFE	7,227	28.62%
Tamazunchale	San Luis Potosí	Ciclo combinado	PIE	7,170	30.98%
Tula	Hidalgo	Vapor	CFE	6,977	33.28%
Pdte. Juárez CC	Baja California	Ciclo combinado	CFE	5,267	35.02%
Malpaso	Chiapas	Hidroeléctrica	CFE	5,016	36.67%
El Encino	Chihuahua	Ciclo combinado	CFE	4,597	38.19%
Tuxpan Vapor	Veracruz	Vapor	CFE	4,563	39.70%
Termoeléctrica de Mexicali	Baja California	Ciclo combinado	EXP	4,261	41.10%
Samalayuca II	Chihuahua	Ciclo combinado	CFE	4,188	42.48%
El Sauz	Querétaro	Ciclo combinado	PIE	4,167	43.86%
Bajío CC	Guanajuato	Ciclo combinado	PIE	4,015	45.18%
Cerro Prieto	Baja California	Geotermoeléctrica	CFE	3,957	46.49%
Fenosa Durango	Durango	Ciclo combinado	PIE	3,750	47.72%
Tuxpan V	Veracruz	Ciclo combinado	PIE	3,680	48.94%
Río Bravo PIE	Tamaulipas	Ciclo combinado	PIE	3,676	50.15%

FUENTE: CRE y CENACE. Preliminar.

### Demanda máxima

- La demanda máxima semanal del Sistema Interconectado Nacional (excluye a la península de Baja California, que no está interconectada al resto de la República) típicamente se presenta entre los meses de junio y julio. En 2014, la demanda máxima se presentó durante la semana 24 del año, en el mes de junio.

- La relevancia de la demanda máxima radica en el hecho de que la capacidad de generación debe ser suficiente en todo momento para cubrir dicha demanda.



### Capacidad efectiva de generación

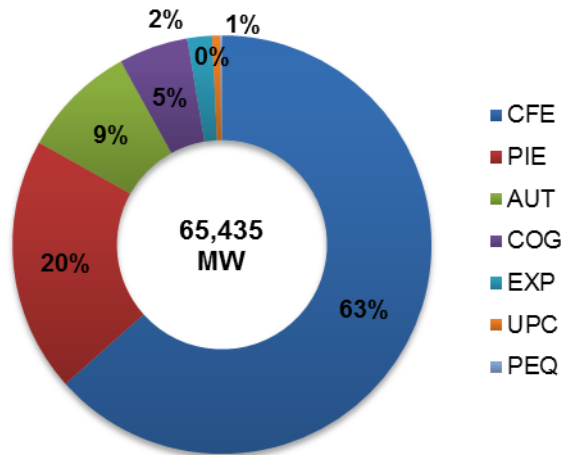
- Una de las características más importantes de las unidades y plantas generadoras de electricidad es la capacidad de generación.
- Si bien hay varias definiciones que se refieren a la capacidad de generación, una de las más usadas es la **capacidad efectiva de generación** que se define como la potencia máxima que puede entregar una unidad en forma sostenida, y es verificada en las pruebas de aceptación y durante la operación de la misma.
- Al cierre de 2014, la capacidad de energía para el servicio público fue de 54,367 MW<sup>1</sup> (41,516 MW de CFE y 12,851 MW que ésta le contrató a los PIE). Cabe notar que la capacidad contratada por CFE a los PIE es menor en 1,299 MW a la que se encuentra disponible, la cual es reportada a la CRE.

<sup>1</sup> La Central Laguna Verde tiene 1,400 MW debido a que la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias no ha aprobado su repotenciación a 1,610 MW.

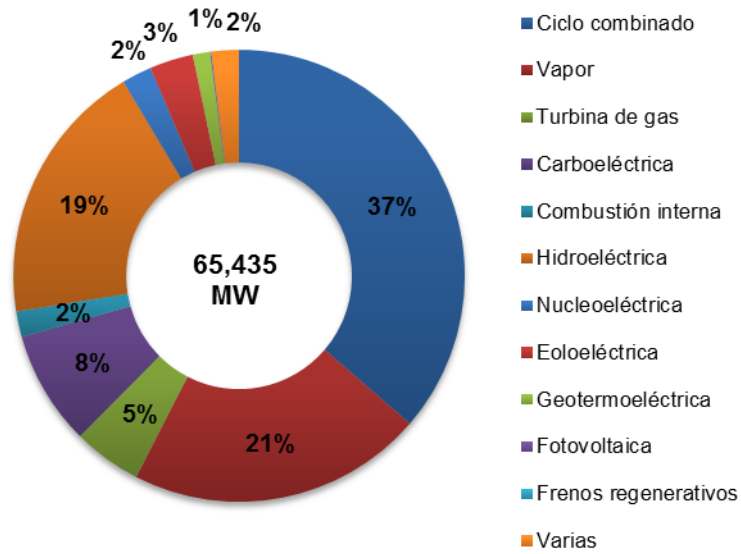
- A nivel nacional existen 65,435 MW; 41,516 MW de CFE; 12,851 MW de los PIE; 5,810 MW de AUT; 3,513 MW de COG; 1,250 MW de EXP, 417 MW de UPC y 78 MW de PEQ. Las siguientes gráficas muestran la composición de dicha capacidad por tecnología y por operador:



### Capacidad por Operador 2014

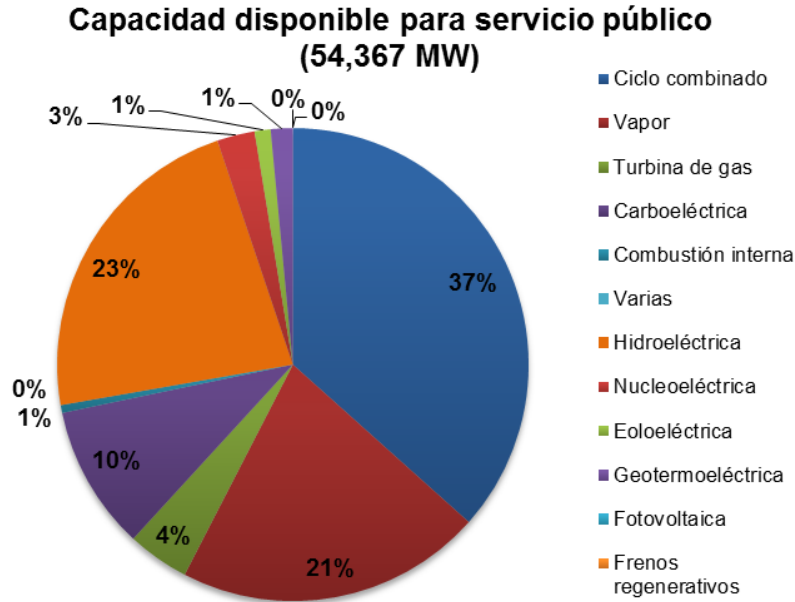


### Capacidad Nacional por tecnología (65,435 MW)



FUENTE: SENER con datos de CFE y CRE. Preliminar.

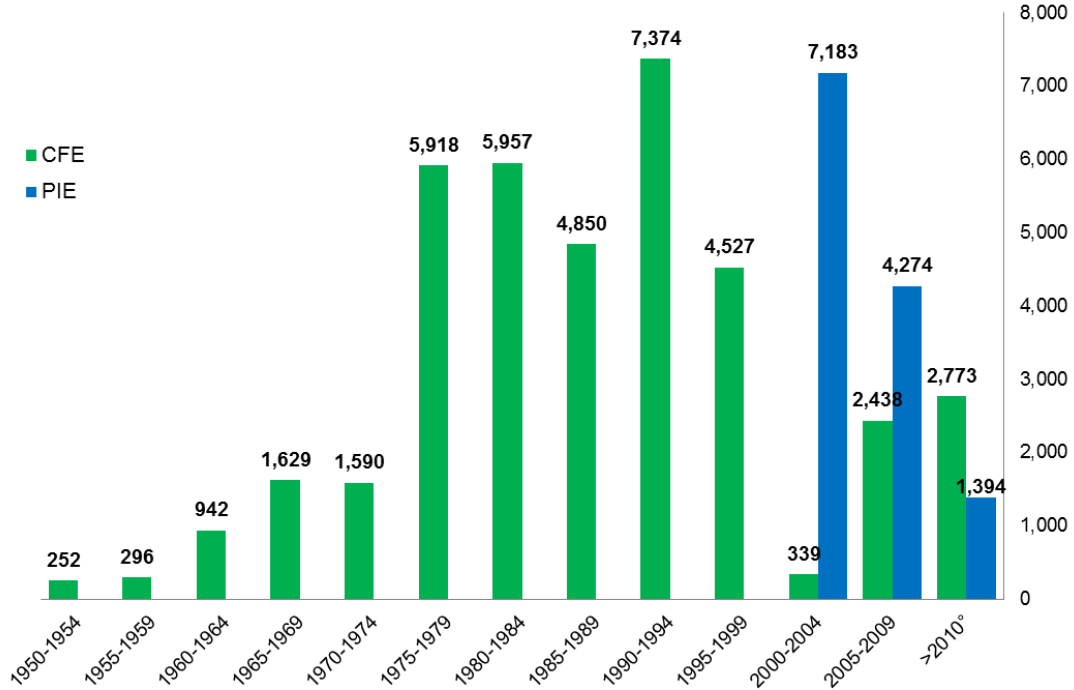
- La capacidad disponible de CFE al cierre de 2014 para el servicio público fue de 54,367 MW (incluye PIE) distribuida en las siguientes tecnologías:



**FUENTE:** SENER con datos de CRE y CFE. Preliminar.

- Como se muestra en la siguiente gráfica, si bien la capacidad de generación no presenta variaciones importantes en periodos cortos de tiempo, la entrada en operación de otros generadores ha representado un cambio importante en la capacidad efectiva de generación.
- No obstante, la generación de CFE y PIE se ha estancado en los últimos 10 años, ya que desde el año 2004 CFE y PIE han incorporado cada vez menos capacidad efectiva al total nacional.

### Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW)\*



\* En el periodo 2010-2014 CFE adicionó 5,637 MW de nueva capacidad, pero retiró 2,865 MW, dando como resultado un incremento neto de 2,773 MW.

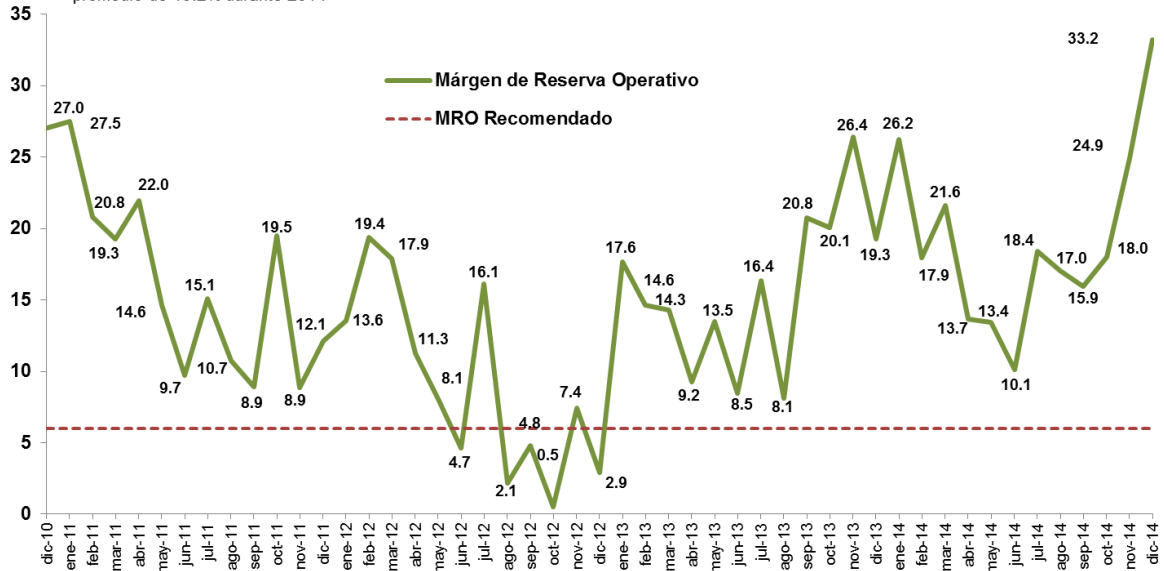
FUENTE: SENER con datos de CFE.Preliminar.

### Margen de Reserva Operativo

- El Margen de Reserva Operativo Anual para el Sistema Interconectado Nacional en 2014 fue de 10.14% (junio) y durante el año se registró un promedio mensual de 19.21%.
- Por otro lado, y para mejorar el control de la capacidad de generación, la Junta de Gobierno de CFE aprobó una nueva metodología para el cálculo del margen de reserva que toma en cuenta la capacidad neta, los programas de mantenimiento, los efectos de la temperatura, la variabilidad de los recursos renovables, el nivel de las presas y la declinación de los campos geotérmicos para estimar la capacidad de generación disponible. A esta capacidad de generación disponible se le adiciona la demanda interrumpible y la capacidad de interconexión con sistemas vecinos y se compara con la demanda máxima neta coincidente para obtener el nuevo margen de reserva.

### Margen de Reserva Operativo Mensual (%) en el Sistema Interconectado Nacional durante 2010 - 2014

\* La demanda máxima bruta en el SIN se presentó en junio de 2014 y fue mayor en 2.3% en relación a 2013. El MRO observó un promedio de 19.2% durante 2014



FUENTE: CFE. Datos preliminares.

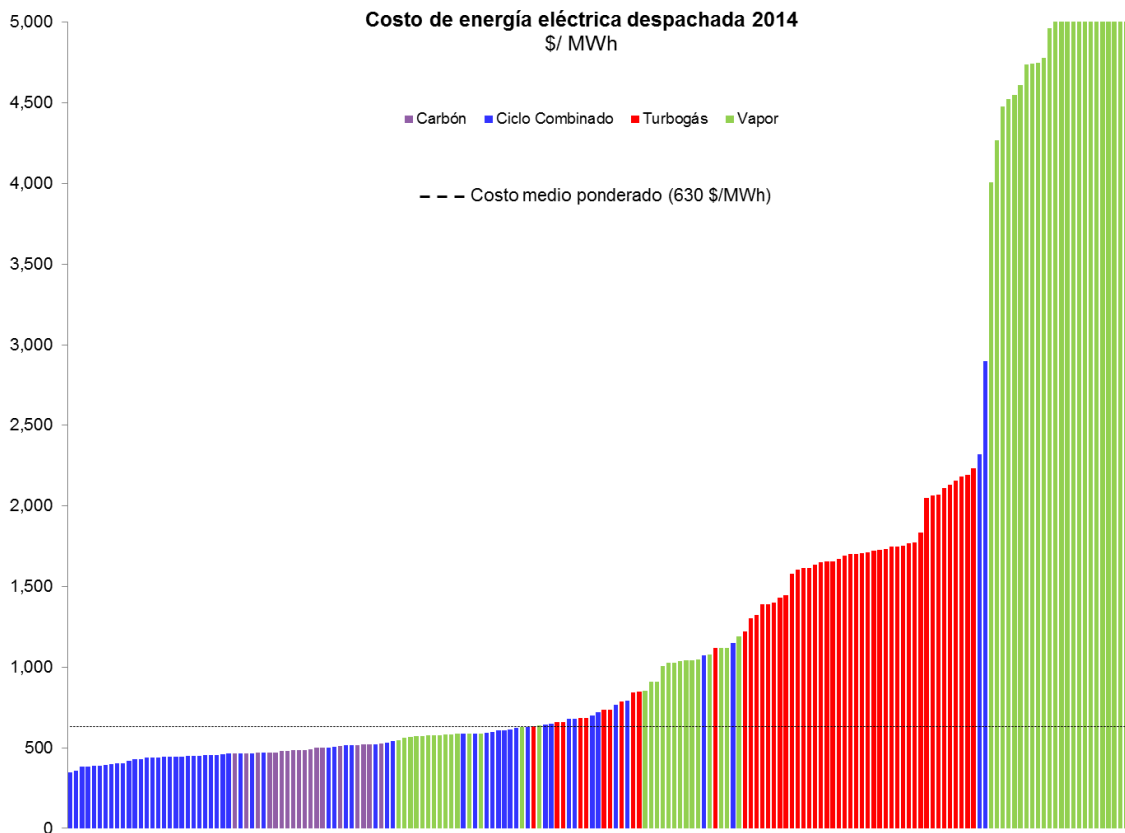
- La demanda máxima bruta en el SIN en 2014, se presentó en el mes de junio y fue 2.3% mayor que la demanda máxima registrada el año pasado (junio de 2013).

### Despacho económico de energía

- Uno de los costos más importantes relacionados con la generación de energía, es el de los combustibles. Por tener una mayor volatilidad en sus precios, los combustibles de origen fósil deben ser considerados en el despacho de carga de forma que se minimice el costo de generación en todo momento.
- El **despacho de carga** lo realiza el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y se define como el control operativo de un sistema eléctrico que comprende acciones como:
  - a) Asignación del nivel de generación de unidades.
  - b) Programación de intercambios de energía entre áreas eléctricas propias o con sistemas vecinos.

c) Control de flujo de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo.

- Por su parte, el **despacho económico** se refiere a la asignación del nivel de generación de unidades que minimice el costo de generación del sistema. A esto también se le conoce como orden de mérito.



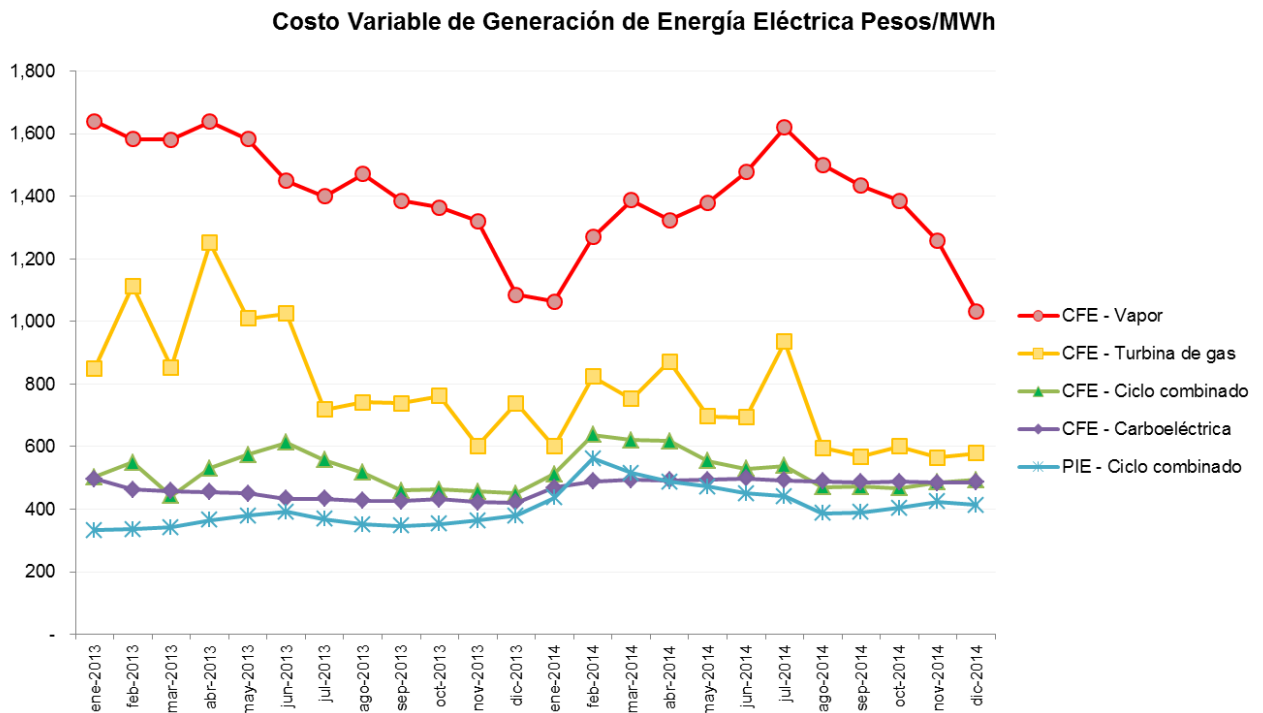
FUENTE: SENER con datos de CENACE. Preliminar.

### Criterios para la elección de fuentes de generación

- CFE tiene entre sus objetivos el generar electricidad al menor costo posible.
- Esto implica que continuamente debe evaluar cuáles de las plantas con las que cuenta deben satisfacer la demanda que se presenta en el Sistema Eléctrico Nacional<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> El SEN se refiere al Sistema Eléctrico Nacional y es la suma del Sistema Interconectado Nacional y los sistemas de los estados de Baja California y Baja California Sur.

- Actualmente, en el caso de combustibles fósiles, la tecnología que representa los menores costos variables de generación en México (excluyendo costo de inversión) es la de ciclo combinado con gas natural, seguida por el carbón, razón por la cual las plantas que usan estas tecnologías son las primeras que despachan (se da la orden de que entren en operación) para satisfacer la demanda de electricidad.

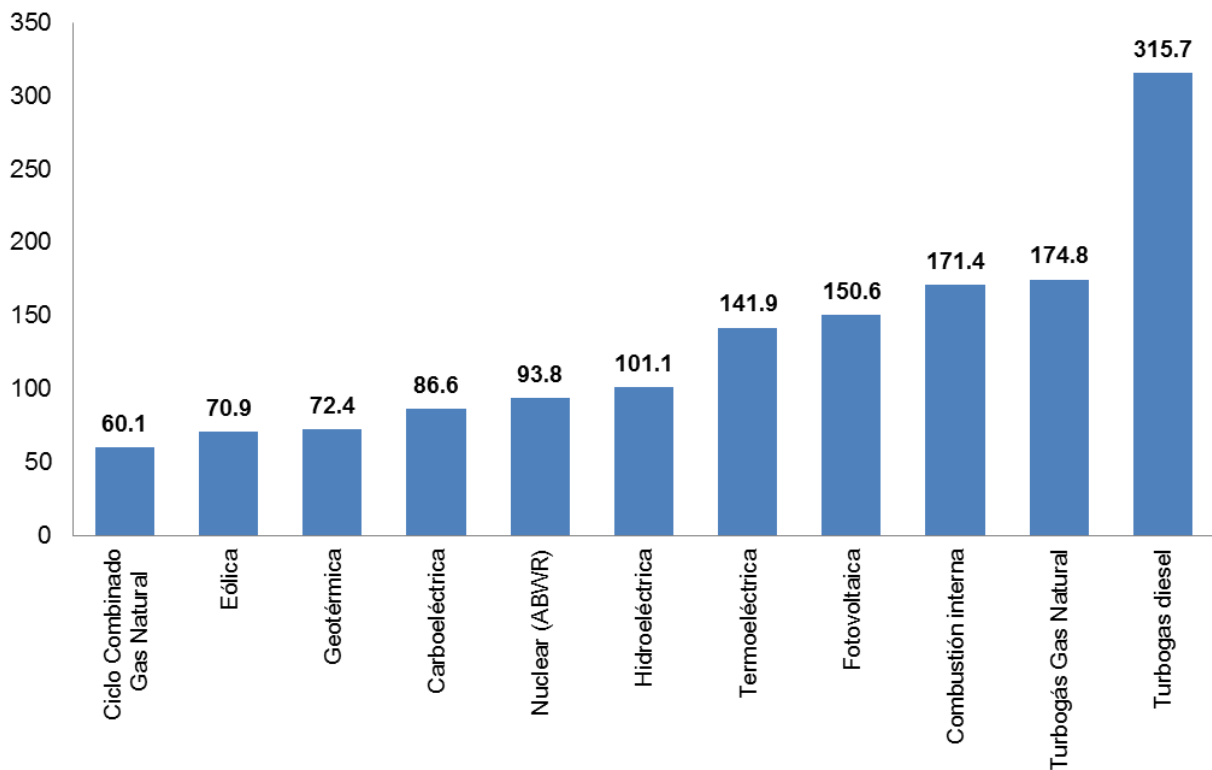


- Dado el alto costo del diesel y del combustóleo, las plantas que usan estos combustibles son las últimas en despacharse y que, en consecuencia, operan durante un menor número de horas al año.
- Las fuentes de energías limpias presentan costos variables muy bajos de generación, sin embargo, requieren de costos de inversión significativos.

## Criterios para la construcción de plantas de generación eléctrica

- Para minimizar el costo de provisión del servicio de energía eléctrica, la CFE debe comparar no sólo los costos variables de generación, sino los costos de inversión de cada tipo de tecnología.
- El indicador que combina tanto el costo variable de generación como el de la inversión requerida es el **costo total nivelado de generación**. Éste permite realizar una elección adecuada al estudiar las nuevas inversiones en plantas de generación.

**Costo Total Nivelado de Generación por Tecnología**  
Dólares / MWh neto



FUENTE: COPAR 2014, CFE Cuadro 4.6.

- El ciclo combinado a gas natural es el que presenta los menores costos nivelados, seguido de la eólica, para continuar con la geotérmica y la carboeléctrica.

- El desarrollo actual de la tecnología fotovoltaica todavía la ubica como una de las menos rentables; no obstante, su costo de inversión se reduce cada año a pasos acelerados.

## Transmisión y distribución

### Evolución histórica de km de líneas

- De acuerdo con la CFE, al 31 de diciembre de 2014 la red de transmisión<sup>3</sup> alcanzó una longitud de 57,782 km y las líneas de distribución y subtransmisión rebasaron los 826,000 km.
- El siguiente cuadro muestra el programa para líneas de transmisión de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2015-2029):

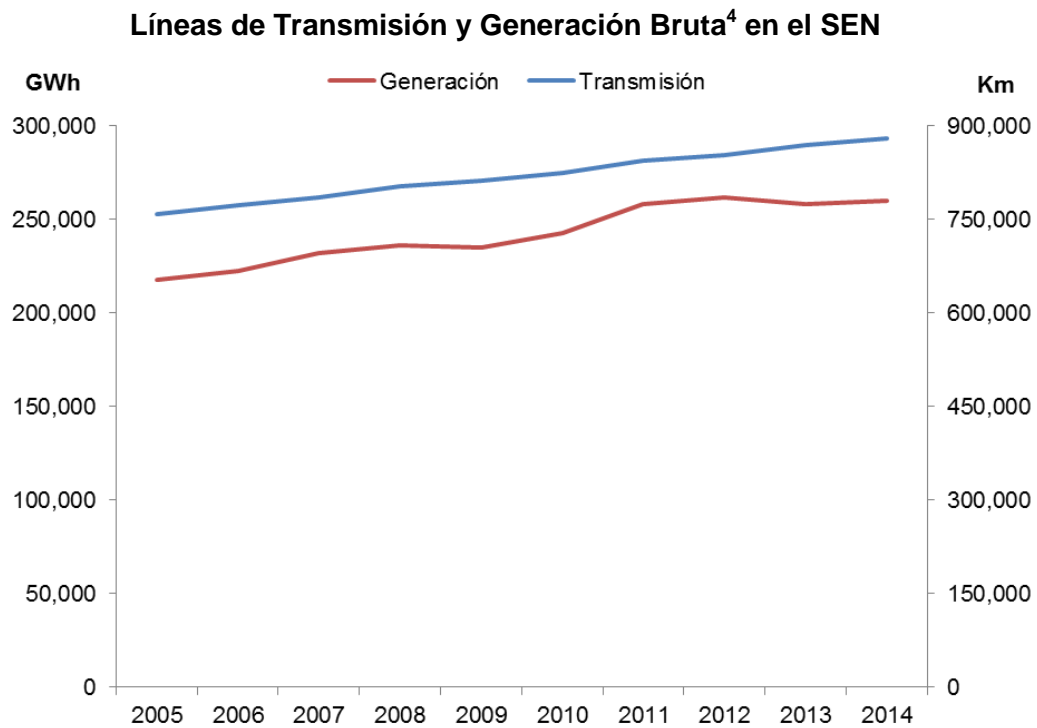
Resumen del programa de líneas de transmisión					
Líneas km-c					
Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	266	94	359	1,463	1,823
2016	552	70	622	986	1,608
2017	2,006	1,082	3,088	1,062	4,150
2018	522	497	1,018	1,627	2,644
2019	507	501	1,008	814	1,822
2020	1,242	422	1,663	1,023	2,686
2021	0	466	466	518	984
2022	388	262	650	358	1,008
2023	38	675	713	614	1,327
2024	6	401	407	259	666
2025	2,726	239	2,965	562	3,527
2026	1,000	108	1,108	183	1,291
2027	0	122	122	11	133
2028	390	380	770	112	882
2029	0	13	13	35	48
<b>Total</b>	<b>9,642</b>	<b>5,331</b>	<b>14,972</b>	<b>9,627</b>	<b>24,599</b>

FUENTE: PRODESEN.

<sup>3</sup> Se considera transmisión al rango de voltaje entre 230 kilovolts (kV) y 400 kV, subtransmisión al rango entre 69 kV y 161 kV, y distribución abarca tensiones menores a 69 kV.



- No obstante, la inversión en la red de transmisión ha crecido a un ritmo más lento que la realizada en generación. Por ejemplo, entre 2005 y 2014, la infraestructura de transmisión, medida en kilómetros, creció 15.8% comparado con la generación, la cual se incrementó en 19.4%.



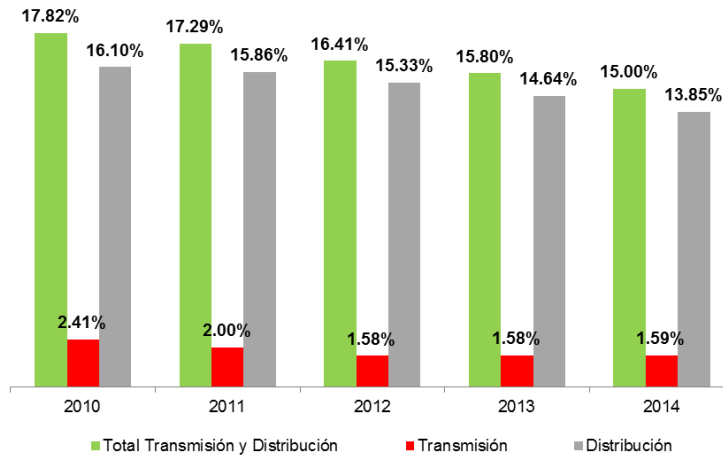
FUENTE: PRODESEN.

### Pérdidas actuales

- En 2014, las pérdidas totales de energía eléctrica destinada al servicio público se ubicaron en 15%. La mayor parte se registró en el proceso de distribución representando un 13.85%, mientras que en transmisión, las pérdidas alcanzaron 1.59%.

<sup>4</sup> Sólo se considera CFE+PIE.

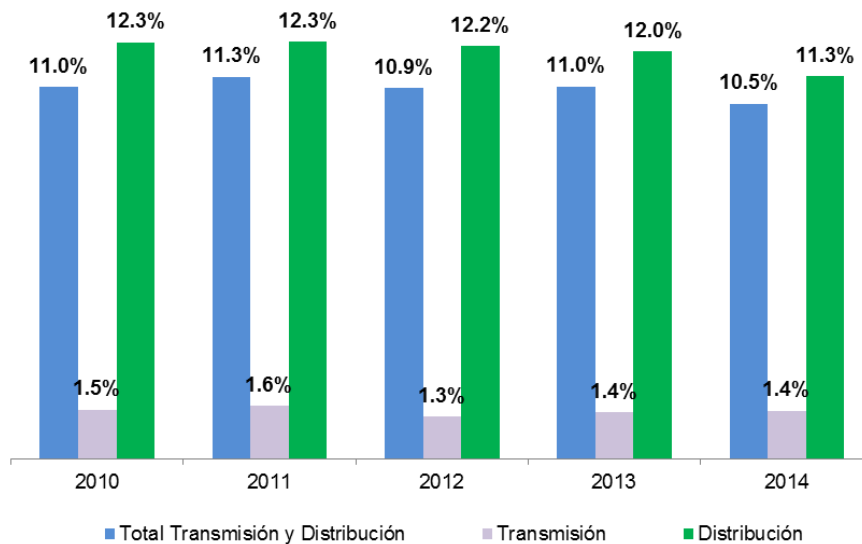
### Pérdidas anuales de energía



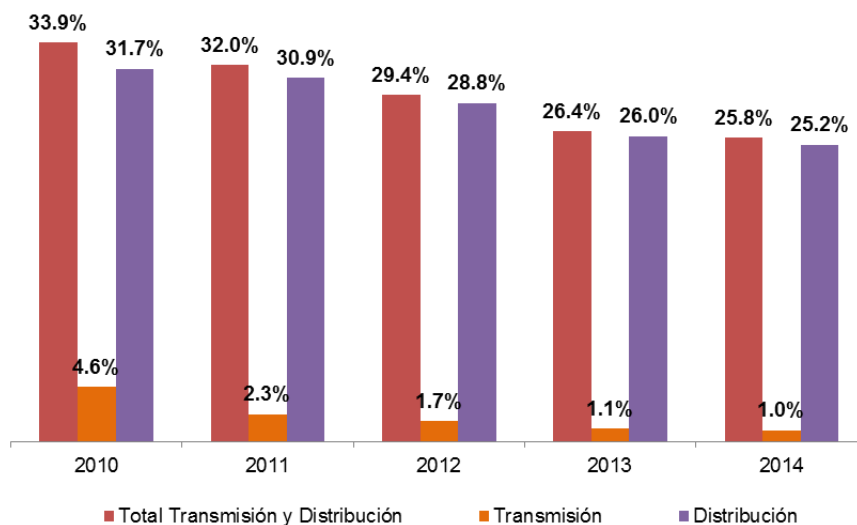
FUENTE: CFE.

- En el caso de las instalaciones que se ubican fuera de la zona centro del país –CFE antes de la extinción de Luz y Fuerza del Centro (LyFC)– las pérdidas totales durante 2014 fueron de 11.3%, mientras que en las instalaciones de la zona centro –aquellas que pertenecieron a la extinta LyFC– las pérdidas alcanzaron 25.8%.

### Pérdidas anuales de energía CFE (sin zona centro)



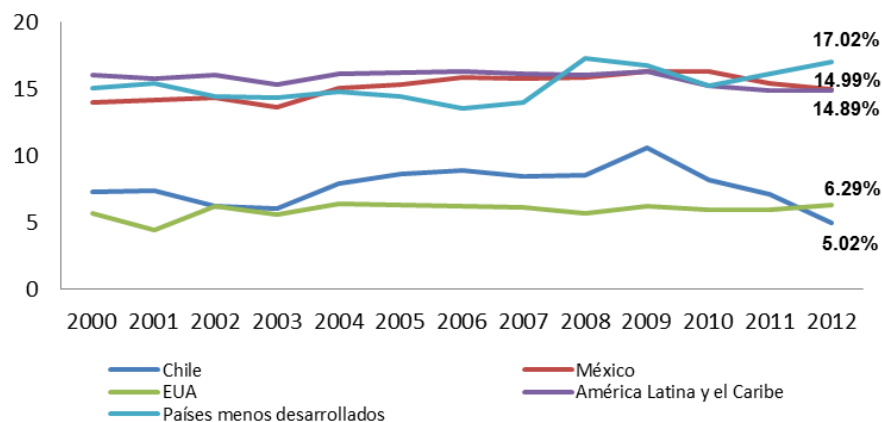
### Pérdidas anuales de energía Zona Ex- LyFC



FUENTE: CFE.

- Como se muestra a continuación, las pérdidas en el proceso de Transmisión y Distribución en México mantienen una tendencia divergente con respecto a países como Estados Unidos y Chile, teniendo niveles cercanos a los de los países menos desarrollados<sup>5</sup> (como Haití y Nepal) y al promedio de América Latina y el Caribe.

### Pérdidas en Transmisión y Distribución Porcentaje



FUENTE: Banco Mundial.

<sup>5</sup> Clasificación de las Naciones Unidas.

## **Estrategia de redes inteligentes**

- CFE implementó programas piloto de redes inteligentes en la Colonia Polanco en el Distrito Federal y en Acapulco, Guerrero, con el fin de mejorar la continuidad y calidad en el servicio proporcionado al cliente, disminuir pérdidas de energía eléctrica e introducir el concepto de red inteligente en distribución.
- Los primeros resultados son promisorios, ya que en Acapulco las pérdidas pasaron de 28.5% a 6.9%, y en Polanco de 15% a 9%.

Estos proyectos permitirán:

- ✓ Reducir los costos operativos.
- ✓ Mejorar los ingresos económicos y rentabilidad del sistema eléctrico.

En el sistema eléctrico de distribución se podrá:

- ✓ Detectar y atender individualmente las interrupciones de los usuarios.
- ✓ Balanceo por transformador y circuito.
- ✓ Determinación más exacta de las pérdidas técnicas en media y baja tensión.
- ✓ Contar con el perfil de carga de clientes, transformadores y líneas de media tensión.
- ✓ Contar con un mapeo digital de medidores, entre otros.

# Tarifas y subsidios

## Tarifas eléctricas

- La comercialización de energía eléctrica se realiza mediante un complejo esquema tarifario que comprende 44 tarifas agrupadas en cinco sectores: doméstico, agrícola, servicios, comercial e industrial. Los tres primeros cuentan con subsidios de forma regular, mientras que los dos últimos normalmente no cuentan con apoyos.
- Las tarifas eléctricas que se aplican a la industria, el comercio y la doméstica de alto consumo (DAC) no cuentan con apoyo tarifario (subsidio) y normalmente cubren la totalidad de los costos de suministro.

### Definiciones de tarifas no industriales

Doméstico	
1*	Para localidades con clima templado, con límite para alto consumo de 250 kWh / mes.
1A*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 25° C, con límite para alto consumo de 300 kWh/mes.
1B*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 28° C, con límite para alto consumo de 400 kWh/mes.
1C*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 30° C, con límite para alto consumo de 850 kWh/mes.
1D*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 31° C, con límite para alto consumo de 1,000 kWh/mes.
1E*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 32° C, con límite para alto consumo 2,000 kWh/mes.
1F*	Para localidades con temperatura media mínima en verano de 33° C, con límite para alto consumo de 2,500 kWh/mes.
DAC	Servicio doméstico de alto consumo.
Agrícola	
9*	Para bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión.
9CU*	De estímulo para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único.
9M*	Para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión.
9N*	Nocturna de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola.
Servicios	
5	Para alumbrado público en zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara y Distrito Federal.
5A	Para alumbrado público en el resto del país
6*	Para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público.
EA	De estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas.
Comercial	
2	Servicio general hasta 25 kW de demanda.
3	Servicio general para más de 25 kW de demanda.
7	Servicio temporal.

\*Tarifas con subsidio en 2014.

- Como lo muestra la siguiente tabla, el sector industrial cuenta con una gran variedad de tarifas que dependen del nivel de tensión, la hora de consumo, y el patrón de consumo, lo que demuestra que han sido diseñadas para enviar señales

económicas a los usuarios, especialmente para reflejar el costo económico de la energía en los distintos periodos horarios y estacionales e inducir a un menor consumo de energía en el periodo horario de punta.

### Definiciones de tarifas industriales

<b>Industrial (Empresa Mediana y Gran Industria)</b>	
OM	Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW.
HM	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.
H-MC	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización.
O-MF	Ordinaria para servicio general en media tensión, con demanda menor a 100 kW, con cargos fijos.
H-MF	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, con cargos fijos.
H-MCF	Horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización, con cargos fijos.
HS	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión.
H-SL	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.
HT	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión.
H-TL	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.
H-SF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos.
H-SLF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión con cargos fijos.
H-TF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos.
H-TLF	Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, con cargos fijos.
HM-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HM-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HM-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión con una demanda de 500 kW o más*.
HS-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HS-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HS-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión*.
HT-R	Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión*.
HT-RF	Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión*.
HT-RM	Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión*.
I-15	Servicio interrumpible aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima mayor o igual a 10,000 kW.
I-30	Servicio interrumpible aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida mayor o igual a 20,000 kW.

\*Para Productores Externos de Energía.

- La siguiente tabla muestra el número de usuarios, las ventas y los productos por cada nivel tarifario. Existe una gran variedad de tarifas definida por diferencias en temperatura, tensión, horario y patrón de consumo, entre otras.

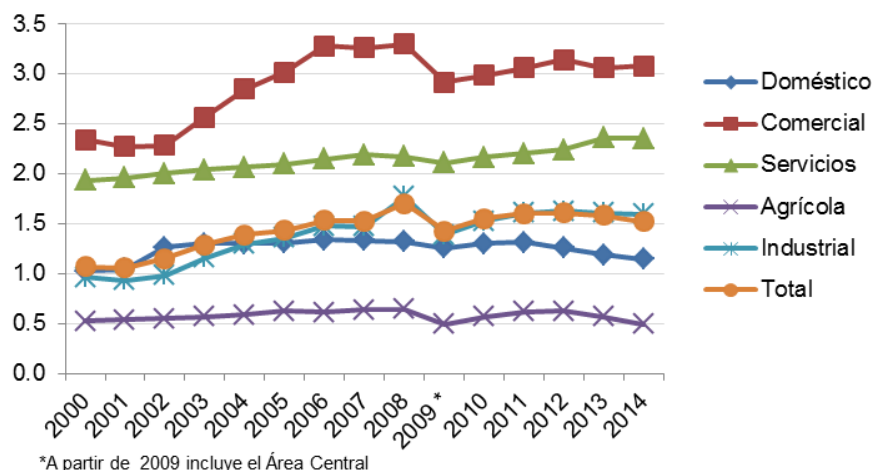
### Indicadores Comerciales 2014

Tarifa	Usuarios Promedio	Productos (millones de pesos)	Ventas (GWh)	Precio Medio (Pesos / kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
<b>Doméstico</b>	33,643,789	63,944	53,914	1.186	134
1	18,671,942	21,383	19,619	1.090	88
1A	2,007,876	2,315	2,262	1.024	94
1B	3,793,036	5,767	5,512	1.046	121
1C	5,292,935	12,973	11,458	1.132	180
1D	1,088,526	3,165	2,826	1.120	216
1E	1,130,563	3,624	3,725	0.973	275
1F	1,223,281	5,766	6,119	0.942	417
DAC	435,630	8,951	2,393	3.741	458
<b>Comercial</b>	3,728,459	42,379	13,960	3.036	312
2	3,702,572	37,869	12,274	3.085	276
3	20,767	4,447	1,672	2.660	6,708
7	5,120	63	14	4.465	231
<b>Servicios</b>	194,781	21,182	8,984	2.358	3,844
5	10,679	3,867	1,214	3.184	9,476
5A	148,550	10,595	4,011	2.641	2,250
6	35,552	6,720	3,759	1.788	8,810
<b>Agrícola</b>	127,367	5,017	10,028	0.500	6,561
9	9,878	92	27	3.378	230
9M	11,648	802	600	1.338	4,291
9CU	48,897	860	1,566	0.549	2,669
9N	56,943	3,263	7,834	0.416	11,465
<b>Industrial</b>	290,584	195,676	121,130	1.615	34,737
Empresa Mediana	289,627	136,432	78,226	1.744	22,508
OM	213,035	28,725	13,883	2.069	5,431
HM	76,503	107,624	64,294	1.674	70,034
HMC	89	83	49	1.703	45,592
Gran Industria	957	59,244	42,904	1.381	3,735,947
HS	573	22,291	14,951	1.491	2,176,326
H-SL	275	16,563	11,557	1.433	3,502,132
HT	82	10,472	8,112	1.291	8,202,168
H-TL	27	9,918	8,283	1.197	25,487,011
<b>Total</b>	<b>37,984,979</b>	<b>328,198</b>	<b>208,015</b>	<b>1.578</b>	<b>456</b>

FUENTE: CFE.

- De acuerdo con la siguiente gráfica, tenemos que, en términos reales, el precio medio de la electricidad vendida por la CFE presenta una tendencia a la baja a partir de 2012. Cabe mencionar que alcanzó su nivel máximo en 2008 debido al aumento del precio de los combustibles.

### Precios Medios de la Energía Eléctrica (Pesos / kWh a precios constantes de 2014)



FUENTE: CFE.

- Adicionalmente, los mayores precios los enfrentan los usuarios comerciales quienes, además de no recibir subsidio, utilizan energía en baja tensión la cual es más cara. Si bien la industria tampoco se beneficia de un subsidio, ésta utiliza en mayor medida el servicio en media y alta tensión, lo que permite reducir su costo de provisión.

### Precios Medios de la Energía Eléctrica (Pesos / kWh a Precios Constantes de 2014)

	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Total
<b>2000</b>	1.03	2.34	1.94	0.53	0.96	<b>1.07</b>
<b>2001</b>	1.05	2.28	1.96	0.54	0.93	<b>1.06</b>
<b>2002</b>	1.26	2.29	2.00	0.55	0.98	<b>1.15</b>
<b>2003</b>	1.31	2.57	2.04	0.57	1.16	<b>1.29</b>
<b>2004</b>	1.31	2.85	2.07	0.59	1.29	<b>1.39</b>
<b>2005</b>	1.31	3.02	2.10	0.63	1.36	<b>1.44</b>
<b>2006</b>	1.34	3.29	2.15	0.62	1.48	<b>1.54</b>
<b>2007</b>	1.34	3.26	2.19	0.64	1.47	<b>1.53</b>
<b>2008</b>	1.32	3.30	2.17	0.65	1.77	<b>1.70</b>
<b>2009 *</b>	1.26	2.92	2.11	0.49	1.39	<b>1.43</b>
<b>2010</b>	1.30	2.99	2.17	0.57	1.53	<b>1.55</b>
<b>2011</b>	1.32	3.07	2.21	0.62	1.61	<b>1.60</b>
<b>2012</b>	1.26	3.14	2.25	0.63	1.63	<b>1.61</b>
<b>2013</b>	1.19	3.06	2.37	0.57	1.61	<b>1.59</b>
<b>2014</b>	1.15	3.09	2.36	0.50	1.60	<b>1.52</b>

\*A partir de 2009 incluye el Área Central.

FUENTE: CFE.



- La tendencia a la alza en los precios medios se debe a incrementos del precio ponderado de los precios de diversos combustibles fósiles utilizados en el parque de generación.
- Como se muestra en la siguiente tabla, la CFE tiene una relación precio/costo de 0.79 en 2014, lo que significa que en promedio recupera únicamente 79 centavos por cada peso de costo. Esta cifra varía de acuerdo con el tipo de usuario y con la zona geográfica.

### Relación Precio/ Costo

Año	Doméstico	Comercial	Servicios**	Agrícola	Industrial	Total
<b>2000</b>	0.41	1.07	0.88	0.28	0.85	<b>0.67</b>
<b>2001</b>	0.42	1.07	0.90	0.29	0.86	<b>0.67</b>
<b>2002</b>	0.50	1.04	0.96	0.31	0.90	<b>0.72</b>
<b>2003</b>	0.45	1.01	0.86	0.28	0.88	<b>0.68</b>
<b>2004</b>	0.44	1.09	0.84	0.27	0.93	<b>0.71</b>
<b>2005</b>	0.42	1.09	0.81	0.29	0.93	<b>0.70</b>
<b>2006</b>	0.45	1.22	0.85	0.31	0.96	<b>0.75</b>
<b>2007</b>	0.46	1.23	0.87	0.32	0.97	<b>0.76</b>
<b>2008</b>	0.38	1.05	0.76	0.28	0.98	<b>0.71</b>
<b>2009</b>	0.40	1.05	0.85	0.31	0.89	<b>0.67</b>
<b>2010 *</b>	0.40	1.05	0.87	0.29	0.97	<b>0.72</b>
<b>2011</b>	0.42	1.10	0.91	0.33	1.03	<b>0.76</b>
<b>2012</b>	0.41	1.16	0.95	0.33	1.05	<b>0.78</b>
<b>2013</b>	0.39	1.13	1.02	0.31	1.06	<b>0.77</b>
<b>2014</b>	0.39	1.15	1.03	0.27	1.10	<b>0.79</b>

\*A partir de 2010 incluye el Área Central.

\*\* La relación precio/costo de los servicios es mayor a 1 en 2013 y 2014; ya que en la clasificación por sector, las tarifas 5, 5A y 6 están incluidas en servicios y la única que recibe subsidio es la tarifa 6.

FUENTE: CFE.

- En 2014, el monto total de subsidio ascendió a 116.5 miles de millones de pesos, del cual, el 98.7% se destinó vía tarifas eléctricas a los sectores agrícola y doméstico. De acuerdo con lo anterior, estos usuarios tuvieron una relación precio/costo de 0.27 y 0.39, respectivamente. En contraste, los usuarios comerciales e industriales tienen una relación de 1.15 y 1.10 respectivamente, por lo que generan una ligera utilidad neta.

## Subsidios

- Los subsidios que se otorgan a los usuarios del servicio público de energía eléctrica se determinan para cada tarifa mediante la diferencia entre el costo contable asociado a cada tarifa y los ingresos por venta de energía eléctrica por tarifa. En los casos en los que la diferencia es positiva, ésta equivale al subsidio, mientras que en los casos donde el costo contable es menor que los ingresos por ventas, se registra un superávit en tarifas.
- De acuerdo con la siguiente tabla, en el año 2014 los subsidios (Monto Total bruto) alcanzaron 116,500 millones de pesos que se repartieron entre los sectores doméstico de bajo consumo (87.2%), agrícola (11.5%) y servicios (1.3%).

### Subsidios a las tarifas eléctricas (Millones de pesos)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Doméstico</b>	<b>46,682</b>	<b>48,454</b>	<b>70,597</b>	<b>66,116</b>	<b>83,697</b>	<b>86,646</b>	<b>89,821</b>	<b>96,644</b>	<b>101,565</b>
Tarifas 1 a 1F	46,682	48,454	70,597	66,116	83,697	86,646	89,821	96,644	101,565
Tarifa DAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Comercial</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Servicios</b>	<b>1,389</b>	<b>1,283</b>	<b>2,866</b>	<b>1,953</b>	<b>2,582</b>	<b>2,220</b>	<b>1,699</b>	<b>2,152</b>	<b>1,508</b>
<b>Agrícola</b>	<b>7,886</b>	<b>7,810</b>	<b>10,485</b>	<b>10,534</b>	<b>10,279</b>	<b>12,656</b>	<b>12,787</b>	<b>12,978</b>	<b>13,427</b>
<b>Industrial</b>	<b>6,702</b>	<b>6,674</b>	<b>7,302</b>	<b>12,681</b>	<b>5,560</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Empresa Mediana	6,702	6,674	7,302	11,467	4,923	-	-	-	-
Gran Industria	-	-	-	1,214	637	-	-	-	-
<b>Monto Total Bruto</b>	<b>62,659</b>	<b>64,220</b>	<b>91,250</b>	<b>91,284</b>	<b>102,118</b>	<b>101,522</b>	<b>104,307</b>	<b>111,774</b>	<b>116,500</b>
Superávit en Tarifas	11,952	9,810	14,239	-7,055	6,378	13,354	17,740	20,044	28,844
Otros	-	-	-	-	-	-	9,531	5,148	1,429
<b>Monto Total Neto</b>	<b>50,707</b>	<b>54,410</b>	<b>77,012</b>	<b>98,339</b>	<b>95,740</b>	<b>88,168</b>	<b>77,036</b>	<b>86,582</b>	<b>86,227</b>
Aprovechamiento a Pagar	50,582	52,850	55,767	55,485	55,749	57,292	44,779	46,013	58,792
Insuficiencia del aprovechamiento	124	1,560	21,244	42,855	39,992	30,876	32,257	40,569	27,435

FUENTE: CFE.

- Por otro lado, se puede decir que los sectores que generaron superávit en tarifas o que pagaron más que el costo contable, aportaron parte del subsidio para los sectores subsidiados. Por ejemplo, en 2014 se registraron 28,844 millones de pesos en tarifas superavitarias, los cuales, junto con el Monto Total Neto del subsidio, que equivale a 86,227 millones, generaron los subsidios para los sectores doméstico, agrícola y servicios como se comentó anteriormente.

## Subsidio por grupo tarifario

(Millones de pesos)

Tarifa	Descripción tarifa	SUBSIDIO en 2014 (millones de pesos)	%
<b>Doméstico</b>		<b>101,565</b>	<b>87.18%</b>
1	<i>Doméstica para localidades con clima templado</i>	45,916	39.41%
1A	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 25°C</i>	5,289	4.54%
1B	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 28°C</i>	10,809	9.28%
1C	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 30°C</i>	18,733	16.08%
1D	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 31°C</i>	4,539	3.90%
1E	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 32°C</i>	6,296	5.40%
1F	<i>Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 33°C</i>	9,983	8.57%
<b>Agrícola</b>		<b>13,427</b>	<b>11.53%</b>
9	<i>Bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión</i>	34	0.03%
9M	<i>Bombeo de agua para riego agrícola en media tensión</i>	516	0.44%
9CU y 9N	<i>Bombeo de agua para riego agrícola con cargo único</i>	12,877	11.05%
<b>Servicios</b>		<b>1,508</b>	<b>1.29%</b>
6	<i>Bombeo de agua potable o negras, de servicio público</i>	1,508	1.29%
<b>Total general</b>		<b>116,500</b>	<b>100.00%</b>

FUENTE: CFE.

- El 87.2% del subsidio se concentra en el sector residencial, lo que equivale a una transferencia promedio de 3,058 pesos por cada uno de los 32,208,159 usuarios de este sector. Por tarifa, los usuarios más beneficiados son aquellos donde se aplica un mayor subsidio, alcanzando hasta 8,160 pesos para la tarifa 1F.

**Subsidio por usuario en 2014**  
(Millones de pesos)

Sector	Subsidios MMDP	Subsidios por Usuario (Pesos)	Usuarios Promedio	Tarifa	Usuarios Promedio	Relación precio/costo	Subsidios MMDP	Límite Mensual para DAC
Doméstico (1 a 1F)	101,565	3,058	33,208,159	1	18,671,942	32%	45,916	>250
Doméstico de Alto Consumo			435,630	1A	2,007,876	30%	5,289	>300
Comercial			3,728,459	1B	3,793,036	35%	10,809	>400
Servicios				1C	5,292,935	41%	18,733	>850
Alumbrado público, bombeo de agua de servicio público (negras y potables)	1,508	7,742	194,781	1D	1,088,526	41%	4,539	>1000
Agrícola	13,427	105,420	127,367	1E	1,130,563	37%	6,296	>2000
Empresa Mediana			289,627	1F	1,223,281	37%	9,983	>2500
Gran Industria			957					
<b>Total</b>	<b>116,500</b>	<b>3,067</b>	<b>37,984,979</b>					

FUENTE: CFE.

- Por su parte, en la siguiente tabla se muestra la distribución del subsidio por entidad federativa y por sector. Resulta interesante ver que tres estados: Chihuahua (25.8%), Guanajuato (13%) y Sonora (10%) acaparan casi la mitad del subsidio destinado a bombeo de agua para riego agrícola.

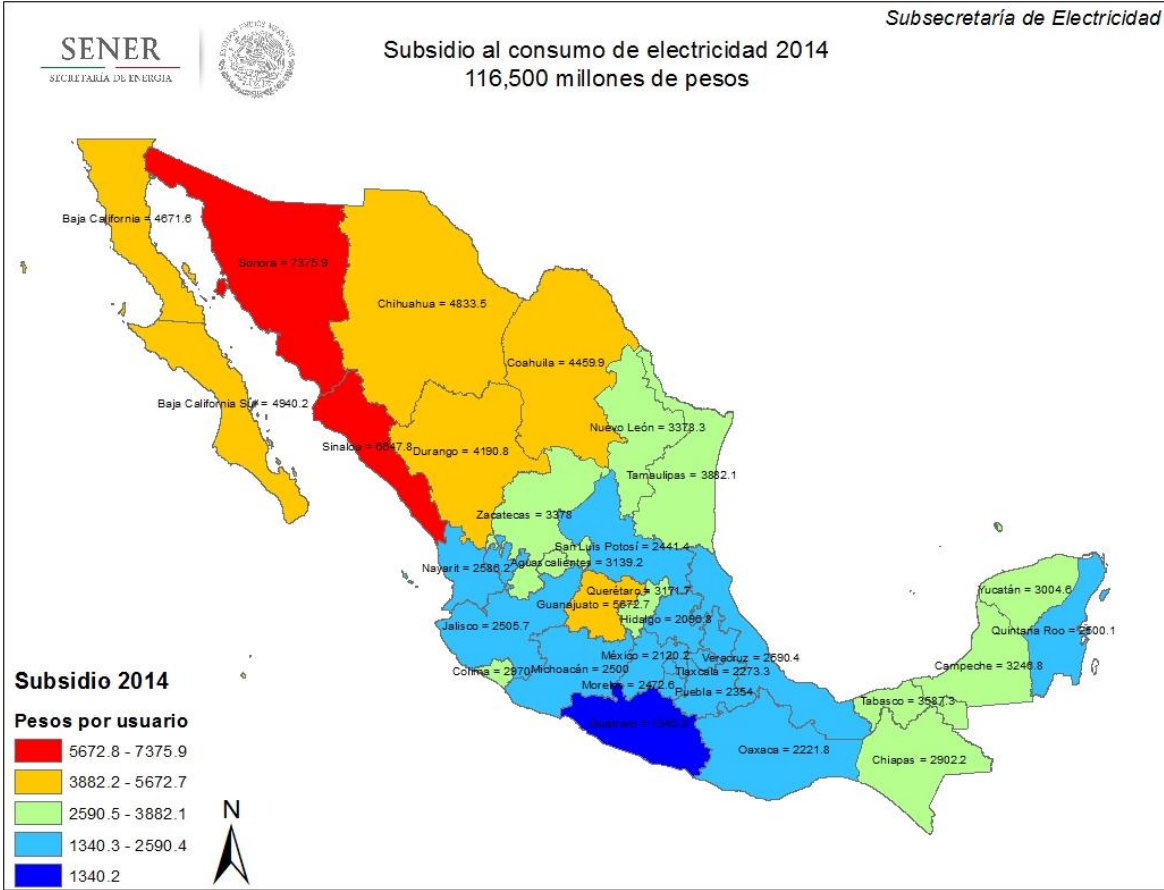
**Subsidio en 2014 por sector y por estado**  
(Millones de pesos)

Estado	Agrícola	Doméstico	Servicios	Total subsidio	Total (%)
México	38	8,482	316	8,836	7.58%
Sonora	1,348	5,825	62	7,235	6.21%
Chihuahua	3,467	3,417	59	6,943	5.96%
Veracruz	100	6,565	26	6,692	5.74%
Jalisco	691	5,886	98	6,675	5.73%
Distrito Federal	0	6,249	189	6,437	5.53%
Nuevo León	140	5,652	22	5,814	4.99%
Sinaloa	261	5,489	29	5,779	4.96%
Guanajuato	1,740	3,970	62	5,772	4.95%
Baja California	382	5,037	21	5,440	4.67%
Tamaulipas	74	4,604	24	4,703	4.04%
Puebla	358	4,082	40	4,480	3.85%
Coahuila	1,060	3,076	17	4,153	3.56%
Michoacán	453	3,629	51	4,133	3.55%
Chiapas	77	3,366	15	3,458	2.97%
Oaxaca	108	2,772	25	2,905	2.49%
Tabasco	6	2,524	24	2,553	2.19%
Guerrero	9	2,412	51	2,472	2.12%
San Luis Potosí	326	2,068	19	2,413	2.07%
Yucatán	114	2,059	19	2,192	1.88%
Durango	911	1,225	17	2,152	1.85%
Zacatecas	679	1,184	50	1,914	1.64%
Hidalgo	78	1,713	57	1,848	1.59%
Querétaro	251	1,476	51	1,778	1.53%
Morelos	51	1,606	38	1,695	1.45%
Quintana Roo	6	1,663	7	1,676	1.44%
Aguascalientes	351	968	31	1,351	1.16%
Baja California S	198	1,051	33	1,282	1.10%
Nayarit	16	1,096	14	1,125	0.97%
Campeche	32	879	11	922	0.79%
Tlaxcala	23	796	20	839	0.72%
Colima	79	744	10	833	0.71%
<b>Total Subsidio</b>	<b>13,427</b>	<b>101,565</b>	<b>1,508</b>	<b>116,500</b>	<b>100.00%</b>

FUENTE: CFE.

- Como lo muestra el siguiente mapa, la distribución geográfica del subsidio muestra una regionalización de los beneficios del subsidio en favor de la región

norte. Destacan Sonora y Sinaloa como las entidades con mayor subsidio per cápita, seguidas de Baja California, Baja California Sur, Chihuahua, Coahuila, Durango y Guanajuato. El estado de Guerrero es el que recibe menor tarifa por usuario con 1,340 pesos, y Sonora el que cuenta con el máximo beneficio con 7,375 pesos por usuario.



FUENTE: CFE.

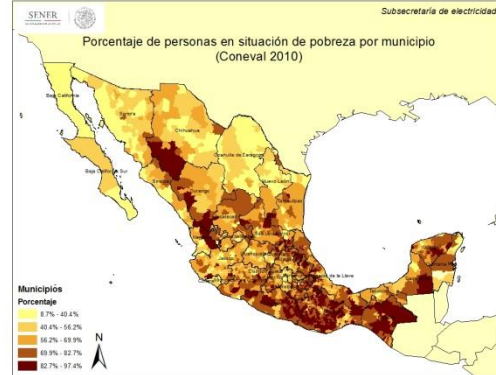
- Esta asignación sigue el mismo patrón a nivel municipal. El mapa de la izquierda se muestra que en 2013<sup>6</sup> el subsidio benefició en mayor medida a la población de municipios del norte; mientras que el mapa a la derecha muestra que es justamente en el sur donde está la necesidad de mecanismos de redistribución de la riqueza.

<sup>6</sup> Los datos de 2013 son los últimos datos disponibles a nivel municipal.

## Subsidio doméstico



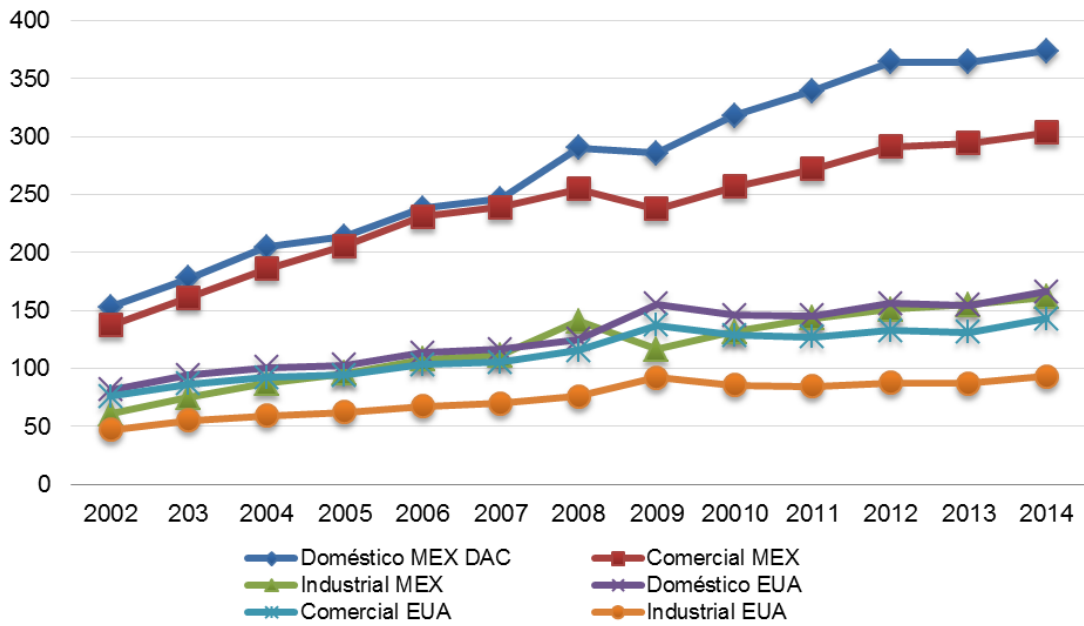
## Pobreza



## Competitividad de los precios de electricidad

- Como se muestra en la siguiente gráfica, los precios de la electricidad en México son superiores a los que consumidores del mismo tipo enfrentan en los Estados Unidos de América (EUA).
- En México, durante 2014, los consumidores domésticos que no cuentan con subsidio y los consumidores comerciales pagaron tarifas mayores en 125.2% y 112.5%, respectivamente, que sus vecinos en EUA. Por su parte, los industriales mexicanos pagaron un precio 73.5% mayor que los industriales estadounidenses.

**Precios EUA vs. México (cts/kWh)  
Tarifas en pesos sin subsidio**



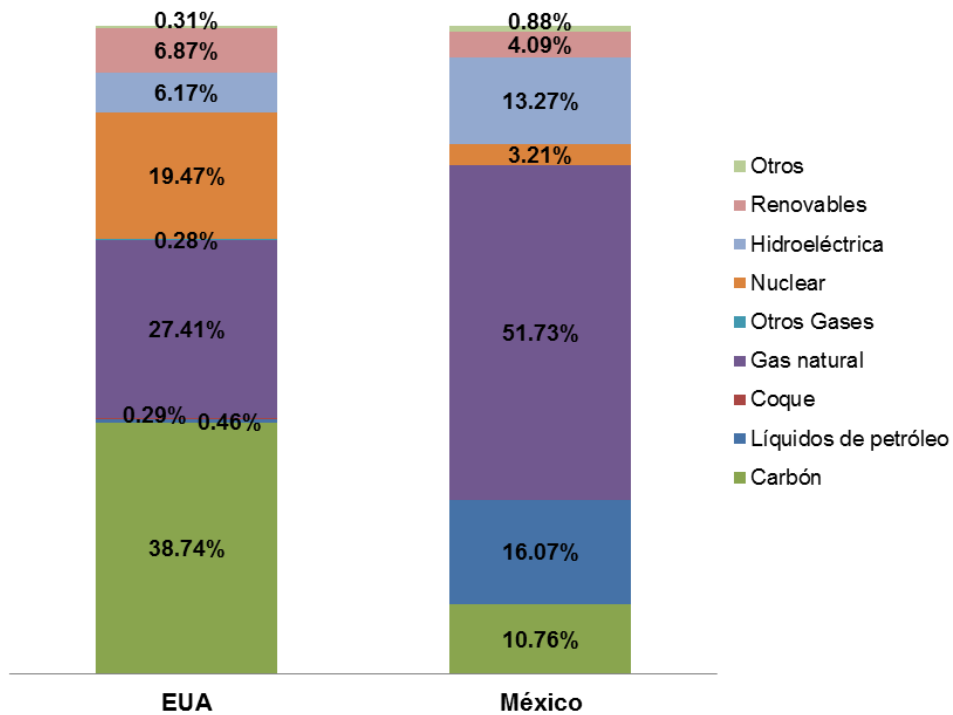
Nota: A partir de 2010 incluye el Área Central

**FUENTE:** CFE y U.S. Energy Information Administration.

- Diversos factores influyen en estos precios, entre ellos la ineficiencia relativa de CFE y la canasta de combustibles de ambos países.



## Estructura de Generación de Electricidad 2014

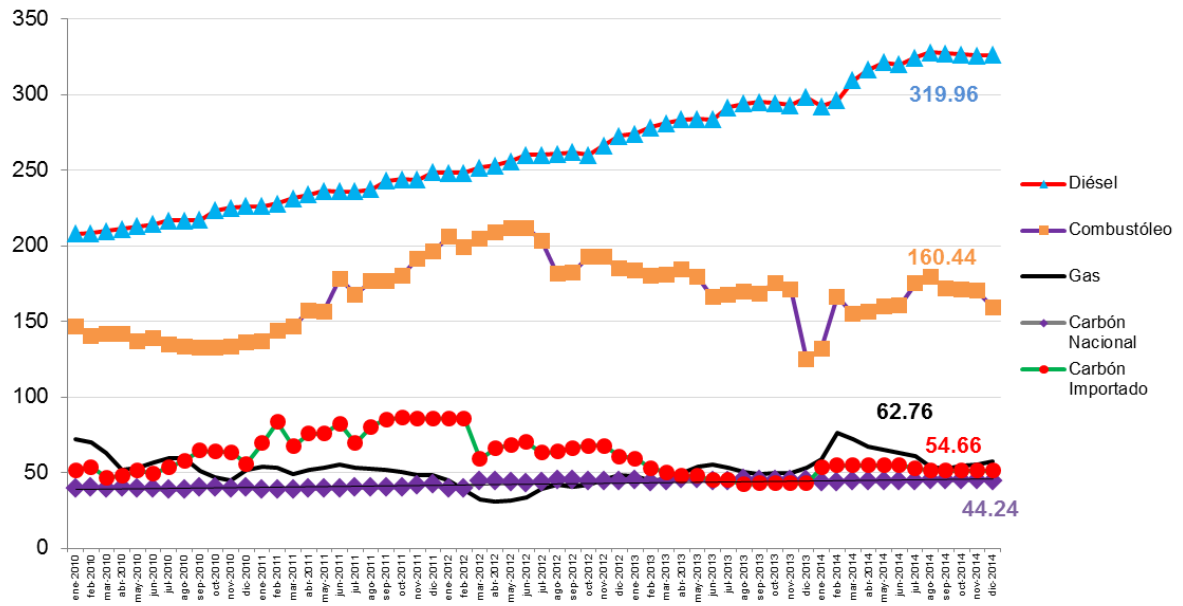


\*La estructura de generación se estimó con la generación neta del Servicio Público (CFE + PIE) y se agrupó por tecnología (vapor, combustión interna y turbina de gas se incluyen como petrolíferos).

**FUENTE:** CFE y U.S. Energy Information Administration.

- Si bien ambos países tienen una gran participación del gas natural, Estados Unidos depende en mayor medida del carbón, combustible que ha reducido significativamente su precio, mientras que México conserva una fracción importante de combustóleo, cuyo costo en el mercado se ha incrementado junto con el precio del petróleo.

## Precios de Combustible (Pesos / MMBTU)

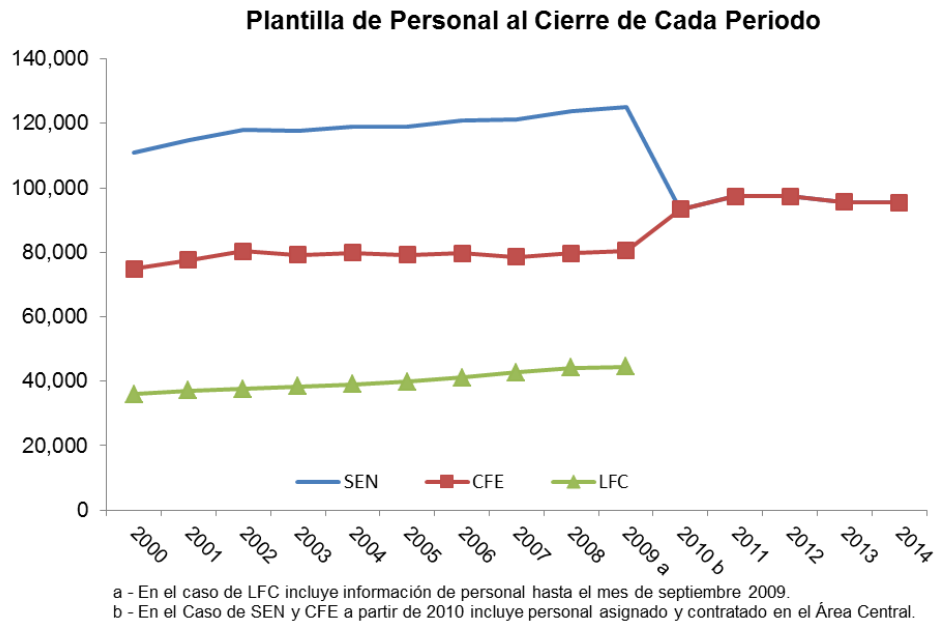


FUENTE: Precios promedio ponderados del despacho de carga.

# Indicadores operativos y financieros del sector eléctrico

## Indicadores operativos

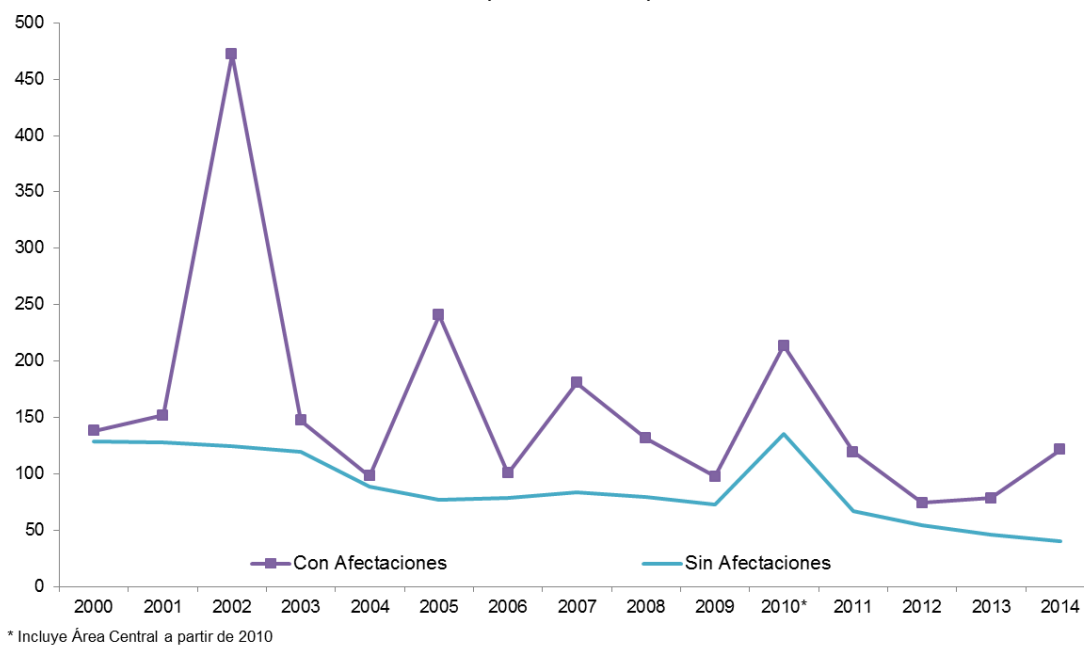
- CFE reporta 95,363 trabajadores a diciembre de 2014 y 86.7% de ellos participan en los grandes procesos sustantivos (generación, transmisión y distribución).



FUENTE: CFE

- El número de minutos por usuario en que se interrumpe el servicio a los usuarios es indicador de la calidad del servicio eléctrico. Si bien este indicador se ha visto afectado en diversos años por fenómenos naturales, existe una clara tendencia a la baja en el mismo.

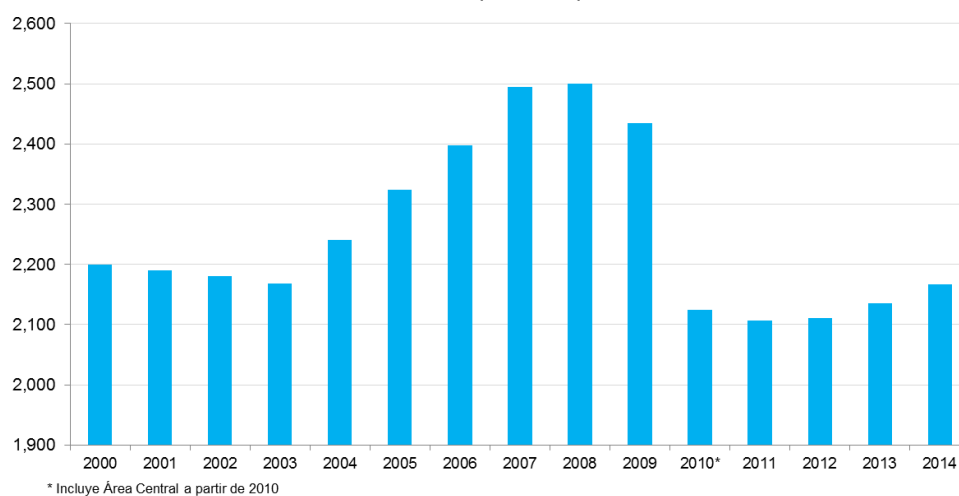
**Tiempo de Interrupción por Usuario en Año Móvil \*  
(Minutos / Año)**



FUENTE: CFE

- En 2014, la productividad por trabajador, medida a través de las ventas por trabajador, incrementó 1.5% respecto a 2013. La disminución en la productividad se debe a la incorporación del área central a partir de 2010.

**Ventas Totales de Energía por Trabajador en Año Móvil \*  
(MWh/Año)**



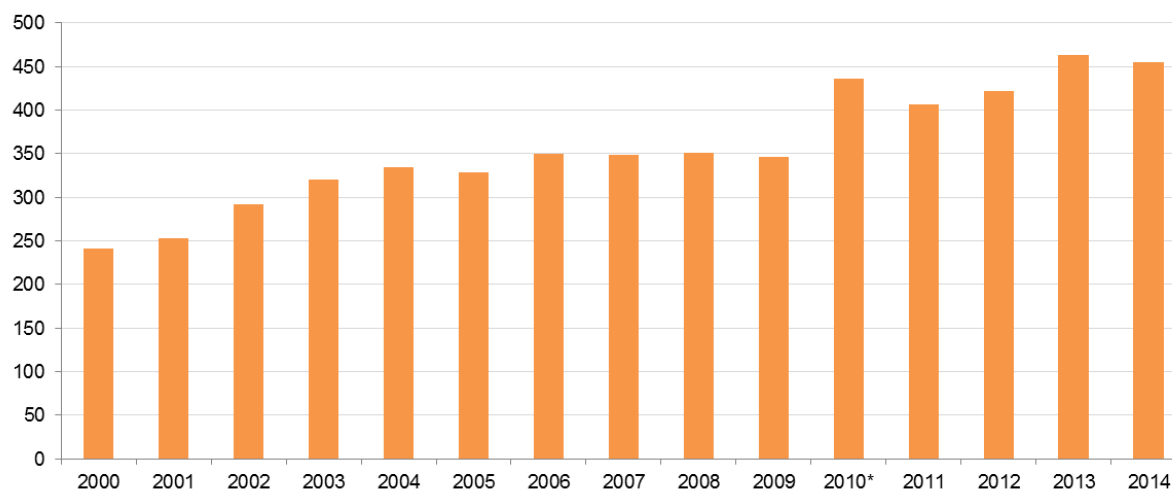
FUENTE: CFE

- El costo unitario de operación sin combustible y energía comprada es un indicador que, al excluir el costo de los combustibles y de la energía comprada, cuyos precios no dependen de decisiones de CFE, permite medir de manera más

precisa el éxito de la empresa en cumplir con su mandato de proveer el servicio eléctrico al menor costo.

- Este indicador mostró incrementos importantes entre 2000 y 2004 (38.8%), para después contener su crecimiento y a partir de 2010 repunta nuevamente al incluirse el efecto del área central (Ex LFC). En 2014 el indicador observó un incremento real de 88.6 % respecto al año 2000.

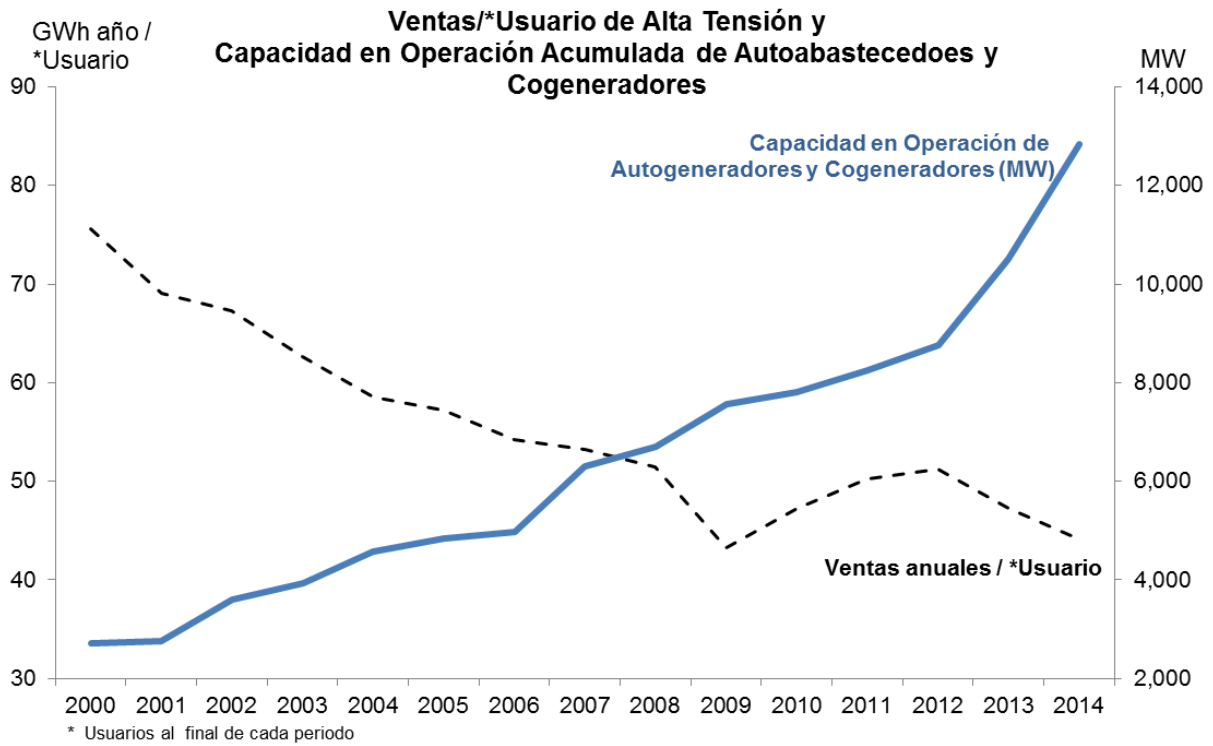
**Costos Unitarios de Operación sin Combustibles  
y Energía Comprada en Año Móvil \*  
(Pesos/MWh a Precios de Dic. de 2012)**



\* Incluye área central a partir de 2010

**FUENTE:** CFE

- La participación privada a través del autoabastecimiento y de la cogeneración ha implicado para CFE una pérdida de grandes consumidores industriales.
- Esto se refleja en una caída del consumo promedio de los usuarios de alta tensión.
- Este fenómeno se denomina “descreme”, y se da cuando la empresa regulada pierde a los consumidores que adquieren los mayores volúmenes.
- Esto puede ser reflejo tanto de ineficiencia por parte de la empresa como de una rigidez en su política tarifaria que le impide reducir los precios ofrecidos a este tipo de clientes.

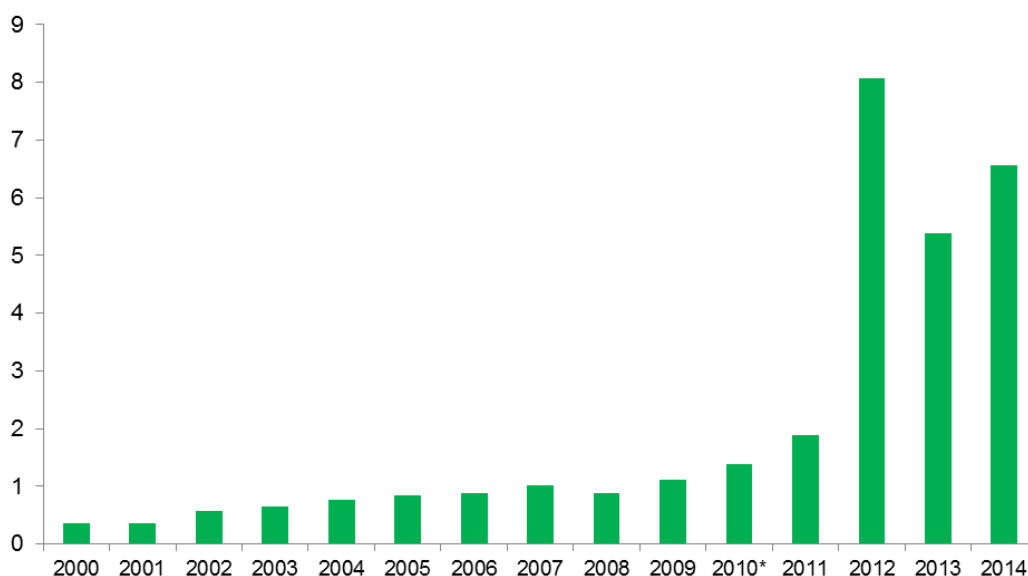


FUENTE: CFE y CRE.

## Indicadores financieros

- Los resultados negativos, el aumento de la deuda titulada y el incremento del pasivo laboral en los últimos años han minado el patrimonio de CFE de manera significativa.

### Relación Pasivo Total / Patrimonio



\* Incluye área central a partir de 2010. El indicador se ve afectado a partir de 2012 por un cambio en el procedimiento de cálculo y registro contable de las reservas asociadas al pasivo laboral.

FUENTE: CFE.

- Algunos de los factores que han contribuido a este fenómeno son los siguientes:

✓ La escasez de gas natural ha obligado a la empresa a utilizar combustibles más costosos, tal es el caso del combustóleo.

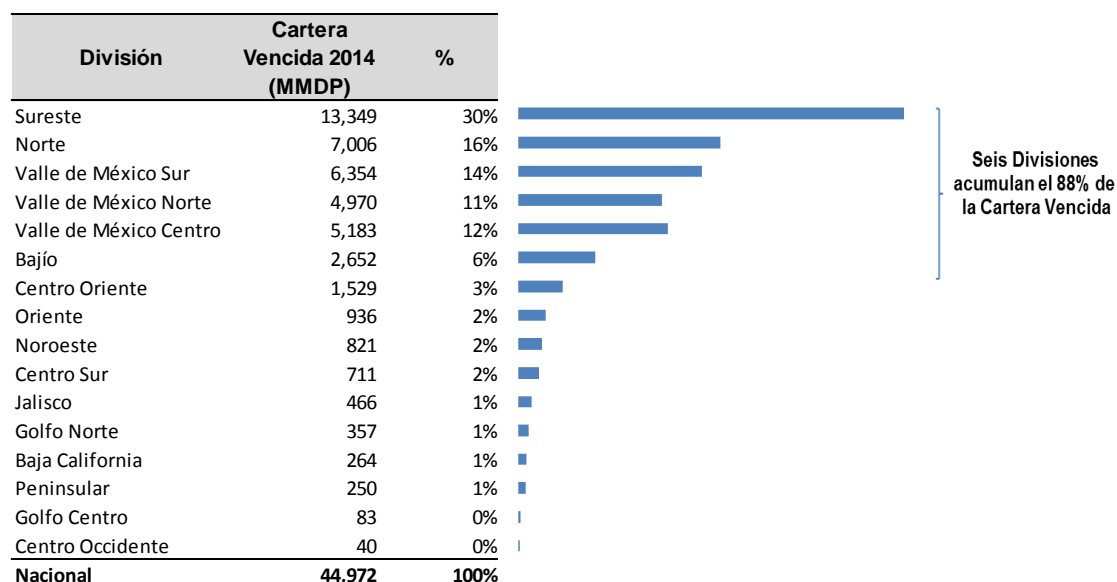
✓ Un incremento de los costos operativos unitarios excluyendo combustible y compra de energía.

✓ Un nivel de subsidios a los usuarios domésticos y agrícolas superior al aprovechamiento que CFE está obligada a pagar al Gobierno Federal.

- Es necesario considerar que los resultados, el indicador presentado y la gráfica se toman directamente de los estados financieros de la empresa. Sin embargo, es conveniente señalar que a partir de 2012 estos estados financieros incorporaron las Normas Internacionalmente de Información Financiera (NIIF), por lo que desde entonces se adiciona el pasivo laboral contingente en los mismos,

factor que redujo notablemente el patrimonio que se presenta en los estados financieros.

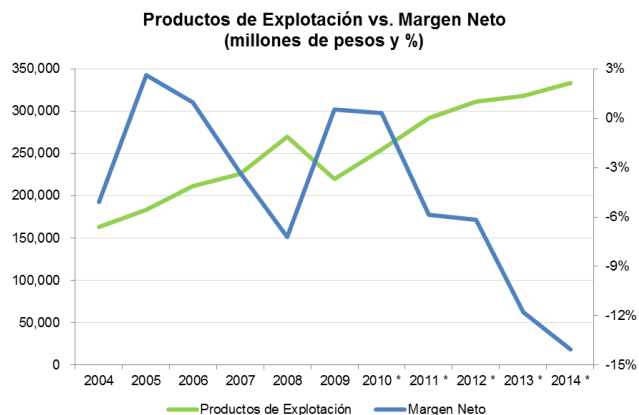
- El saldo de la cartera vencida a 2014 fue de 44,972 millones de pesos, equivalente al 14% de la facturación de todo el año.



FUENTE: CFE.

- Cabe destacar que el 36% de la cartera vencida (16,507 MMDP) corresponde a adeudos de usuarios dentro de la zona que anteriormente administraba la extinta Luz y Fuerza del Centro.

- Por otra parte, es claro que la rentabilidad de CFE ha empeorado a pesar de que los productos de explotación han mantenido un crecimiento sostenido desde 2009.





FUENTE: CFE.

## Estados Financieros

### Estado de Resultados Consolidado CFE (Millones de pesos corrientes)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 *	2011 *	2012 *	2013 *	2014 *
<b>Productos de Explotación</b>	<b>163,268</b>	<b>183,305</b>	<b>211,531</b>	<b>225,744</b>	<b>269,682</b>	<b>220,034</b>	<b>254,417</b>	<b>291,939</b>	<b>311,021</b>	<b>318,410</b>	<b>333,397</b>
Costo de Explotación	126,959	142,179	158,928	171,586	212,935	180,971	200,110	226,663	234,974	243,673	234,037
Depreciación	21,091	21,814	22,559	25,407	26,161	26,641	27,209	28,374	35,045	37,872	41,565
Gastos Administrativos	3,709	3,837	4,682	4,360	5,126	5,605	5,883	6,290	6,557	6,904	8,151
Obligaciones Laborales	16,152	18,789	22,522	22,679	43,107	46,636	52,536	52,897	44,941	48,689	55,090
<b>Remanente de Operación</b>	<b>(4,643)</b>	<b>(3,314)</b>	<b>2,840</b>	<b>1,712</b>	<b>(17,646)</b>	<b>(39,818)</b>	<b>(31,321)</b>	<b>(22,284)</b>	<b>(10,496)</b>	<b>(18,728)</b>	<b>(5,447)</b>
Costo Financiero (Neto)	2,643	(522)	(3,613)	1,973	22,586	1,364	2,695	19,236	10,929	22,442	43,925
Aprovechamiento	47,375	50,485	51,783	53,997	55,767	55,485	55,749	57,292	44,779	46,013	58,792
Otros Gastos (Productos) Neto	(1,487)	1,428	3,628	2,136	(379)	(476)	(1,788)	249	(3,789)	(5,199)	(5,032)
<b>Resultado antes de subsidios</b>	<b>(53,173)</b>	<b>(54,706)</b>	<b>(48,958)</b>	<b>(56,393)</b>	<b>(95,621)</b>	<b>(96,191)</b>	<b>(87,976)</b>	<b>(99,062)</b>	<b>(62,415)</b>	<b>(81,984)</b>	<b>(103,132)</b>
Subsidios virtuales	60,258	60,735	51,910	55,590	77,012	98,339	89,936	83,383	77,036	85,770	86,227
Cancelación Subsidio no cubierto por el Aprovechamiento**	-	-	-	-	-	-	-	-	(32,257)	(39,758)	(27,435)
I.S.R Remanente distribuible	898	788	872	1,452	901	963	1,151	1,490	1,580	1,581	2,492
Otros	14,500	407	-	5,203	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado Neto</b>	<b>(8,314)</b>	<b>4,835</b>	<b>2,080</b>	<b>(7,458)</b>	<b>(19,510)</b>	<b>1,185</b>	<b>809</b>	<b>(17,168)</b>	<b>(19,216)</b>	<b>(37,552)</b>	<b>(46,832)</b>

\* A partir de 2010 incluye el Área Central

\*\* A partir de 2012 se cancela el subsidio no cubierto por el Aprovechamiento debido a la adopción de las NIIF'S

### Estado de Situación Financiera Consolidado CFE (Millones de pesos corrientes)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 *	2011 *	2012 *	2013*	2014*
<b>ACTIVO TOTAL</b>	<b>631,035</b>	<b>661,391</b>	<b>717,563</b>	<b>763,982</b>	<b>784,795</b>	<b>803,044</b>	<b>841,202</b>	<b>906,412</b>	<b>989,925</b>	<b>1,125,118</b>	<b>1,175,948</b>
Activo Circulante	51,958	64,282	77,744	93,406	123,332	110,597	123,750	164,703	144,169	137,194	139,202
Efectivo y Valores	9,410	11,444	18,137	30,327	49,336	33,507	25,020	48,620	33,514	35,516	36,311
Cuentas y Doctos. por Cobrar	25,693	35,289	40,665	44,298	49,148	53,045	72,428	86,222	89,547	81,694	81,611
Materiales para Operación	16,855	17,549	18,941	18,781	24,848	24,045	26,302	29,861	21,107	19,984	21,280
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	2,599	2,837	2,993	3,436	4,813	5,372	5,929	6,751	7,577	8,409	9,331
Activo Fijo	568,777	581,608	609,582	641,208	640,744	649,445	671,206	690,105	813,280	954,246	998,057
Otros Activos	7,701	12,664	27,244	25,931	15,905	37,630	40,317	44,852	24,899	25,269	29,359
<b>PASIVO TOTAL</b>	<b>271,897</b>	<b>300,780</b>	<b>334,459</b>	<b>386,605</b>	<b>368,677</b>	<b>422,341</b>	<b>488,546</b>	<b>593,228</b>	<b>880,781</b>	<b>949,141</b>	<b>1,020,404</b>
Pasivo a Corto Plazo	37,437	43,381	43,151	56,218	60,315	73,924	75,119	92,213	123,113	128,949	123,583
Pasivo a Largo Plazo	69,639	76,054	82,578	89,144	115,310	122,235	140,557	198,611	290,877	291,908	330,927
Pasivo Diferido	-	-	-	-	-	-	1,384	1,656	15,002	20,460	26,512
Reservas	164,821	181,344	208,731	241,243	193,052	226,182	271,485	300,747	451,789	507,824	539,383
<b>PATRIMONIO</b>	<b>359,138</b>	<b>360,611</b>	<b>383,104</b>	<b>377,377</b>	<b>416,118</b>	<b>380,702</b>	<b>352,657</b>	<b>313,184</b>	<b>109,144</b>	<b>175,978</b>	<b>155,544</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>631,035</b>	<b>661,391</b>	<b>717,563</b>	<b>763,982</b>	<b>784,795</b>	<b>803,044</b>	<b>841,202</b>	<b>906,412</b>	<b>989,925</b>	<b>1,125,118</b>	<b>1,175,948</b>

\* A partir de 2010 incluye el Área Central.

Nota: A partir de 2012 CFE adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIFs).

FUENTE: CFE.