Secretaría de Energía

Informe pormenorizado del Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica

Subsecretaría de Electricidad

Diciembre de 2016

Secretaría de Energía

Pedro Joaquín Coldwell
Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez
Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga
Subsecretario de Hidrocarburos

César Emiliano Hernández Ochoa
Subsecretario de Electricidad

Gloria Brasdefer Hernández
Oficial Mayor

Fernando Zendejas Reyes
Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Gaelia Amezcua Esparza
Titular del Órgano Interno de Control

Víctor Manuel Avilés Castro
Director General de Comunicación Social

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2016

Derechos Reservados.
Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890
Col. Del Valle CP 03100
México, D.F.
Editado en México
www.energia.gob.mx

CONTENIDO

Introducción 9

1. Demanda de Energía Eléctrica 10
Evolución del crecimiento del PIB y de la Industria Eléctrica 10
Evolución de la Demanda de energía eléctrica 10
Demanda máxima 11
Estacionalidad de la demanda máxima 11
Demanda máxima en el verano 13
Horas de mayor demanda en el SIN 2015 14
Comparación internacional de la demanda de energía eléctrica en México en relación con la de otros sistemas eléctricos 16
Consumo bruto de energía 21
Variación del consumo bruto 2015 25
Consumo de Energía Eléctrica en México vs OECD, Zona Euro y Latinoamérica 26

2. Oferta de Energía Eléctrica 29
Capacidad de generación por tecnología 29
Generación Bruta 34
Generación neta para el servicio público 36
Combustibles empleados en la generación: México vs. EUA 43
Generación histórica de México frente a países de la OCDE y latinoamericanos 46
Orden de Mérito o Despacho económico de energía 47
Costos variables de las centrales 48
Factor de intensidad en el Despacho 52
Edad de las centrales 56
Permisos otorgados por la CRE a permisionarios 58
Número de permisos otorgados por la CRE 59
Capacidad autorizada por la CRE a permisionarios 60
Consumo de combustibles de permisionarios 61

3. Desempeño del sistema 63
Balance de electricidad para servicio público 2015 63
Eficiencia del proceso termoeléctrico 64
Pérdidas de energía eléctrica 64
Comparación de pérdidas totales OCDE, Zona Euro y Latinoamérica 69
Margen de Reserva Operativo 70
Margen de Reserva 71

4. Infraestructura de transmisión y distribución 73
Evolución de kilómetros de líneas 73
Redes de transmisión y subtransmisión 73
Reforzamiento de Enlaces de Transmisión 74

Programa de líneas de transmisión 76
Redes de distribución 76
Políticas para el despliegue de Redes Eléctricas Inteligentes 77

5. Suministro 79
Principales Indicadores Comerciales 79
Ventas totales de energía eléctrica 80
Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica por sector y entidad federativa 81
Estacionalidad anual de las ventas de energía eléctrica 84
Ventas de energía eléctrica y precio medio pagado por sector y tarifa 2015 84
Precio medio de la electricidad por sector de consumo 85
Precios de la Energía Eléctrica 87

6. Costo Nivelado de Generación 90

7. Temas sociales 91
Electrificación 91

8. Temas ambientales 94
Costos ambientales debido a externalidades 94
Emisiones de CO_2 del Sector Eléctrico 95

9. indicadores de desempeño 99
Indicadores financieros 99
Indicadores operativos 105

10. Esquema tarifario y subsidios 110
Apoyos del Gobierno Federal vía tarifas eléctricas 113
Competitividad de los precios de electricidad 123

Anexo 132
Marco jurídico del nuevo mercado eléctrico 132
Participantes Privados antes de la Reforma 139

Tablas

Tabla 1. Consumo de Energía eléctrica en México vs. OECD, Zona Euro y países de Latinoamérica (kWh per cápita) 26
Tabla 2. Productores Externos de Energía (PEE) 29
Tabla 3. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología 32

Tabla 4. Generación Bruta de Energía Eléctrica 41
Tabla 5. Principales generadores 2015 42
Tabla 6. Balance de electricidad servicio público 2015 (GWh) 63
Tabla 7. Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 2010-2015 (Kilómetros) 73
Tabla 8. Resumen del programa de líneas de transmisión 76
Tabla 9. Indicadores Comerciales 2015 de la CFE 79
Tabla 10. Indicadores Comerciales 2015 87
Tabla 11. Precios Medios de la Energía Eléctrica 89
Tabla 12. Estados Financieros Estado de Resultados Consolidado de la CFE 103
Tabla 13. Estado de Situación Financiera Consolidado CFE 104
Tabla 14. Definiciones de tarifas no industriales 110
Tabla 15. Definiciones de tarifas industriales 112
Tabla 16. Apoyos del Gobierno Federal a las tarifas eléctricas 113
Tabla 17. Apoyos del Gobierno Federal por grupo tarifario 115
Tabla 18. Apoyos del Gobierno Federal por usuario en 2015 117
Tabla 19. Apoyos del Gobierno Federal en 2015 por sector y por entidad federativa 118
Tabla 20. Relación Precio/ Costo 122

Gráficas

Gráfica 1. Evolución del crecimiento del PIB y de la industria Eléctrica (2007-2015) 10
Gráfica 2. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control 11
Gráfica 3. Demanda Máxima Bruta Semanal Sistema interconectado Nacional 13
Gráfica 4. Demanda Máxima y Demanda Media 2011-2015 Sector Eléctrico Nacional 14
Gráfica 5a. Frecuencia de las cien horas de demanda máxima 15
Gráfica 5b. Frecuencia del mes de ocurrencia de las cien horas de demanda máxima 15
Gráfica 6. Horas de demanda máxima en el SIN 2015 16
Gráfica 7a. Demanda Máxima en 2015 (promedio por hora) 16
Gráfica 7b. Demanda Máxima en el año 2015 (promedio por mes) 16
Gráfica 8. Demanda Máxima del Sistema ERCOT 17
Gráfica 9. Demanda Méxima (MW) del Sistema CAISO, Norte de California (NP26) y Sur de California (SP26) 18
Gráfica 10. Evolución de la Demanda en el SIN de Brasil 19
Gráfica 11. Demanda Máxima en el Sistema Interconectado de Colombia 20
Gráfica 12. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control 21
Gráfica 13. Consumo Bruto Semanal Sistema Interconectado Nacional 22
Gráfica 14. Ventas y Consumo Bruto Mensual Sistema Eléctrico Nacional 23

Gráfica 15. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil Sistema Interconectado Nacional 24
Gráfica 16. Consumo Bruto Anual en el Sistema Eléctrico Nacional 24
Gráfica 17. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN 2015 respecto al año anterior 25
Gráfica 18. Consumo de Energía eléctrica en México vs. OCDE, Zona Euro y países de Latinoamérica..... 27
Gráfica 19. Consumo de Energía Eléctrica en México vs. otros países Latinoamericanos, 2013 28
Gráfica 20. Cantidad disponible para servicio público por operador 54,852 MW 30
Gráfica 21. Capacidad disponible para servivio público por tecnología 31
Gráfica 22. Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW) 31
Gráfica 23. Capacidad Nacional por Operador 33
Gráfica 24. Capacidad Nacional por tecnología 2015 34
Gráfica 25. Generación CFE + PIE 2015 35
Gráfica 26. Generación CFE + PIE por fuente primaria 2015 36
Gráfica 27. Generación de Energía Disponible para el servicio público por tecnología 2015 37
Gráfica 28. Generación Bruta por Operador 38
Gráfica 29. Generación Bruta por tecnología..... 39
Gráfica 30. Generación Bruta por fuente de energía 40
Gráfica 31. Estructura de Generación de Electricidad 43
Gráfica 32. Generación Bruta por Permisionario en el 2015 44
Gráfica 33a. Generación Bruta de PIEs por Estado 45
Gráfica 33b. Generación Bruta de PIEs por Tecnología 45
Gráfica 34. Generación histórica (kWh per cápita)..... 46
Gráfica 35. Precios del combustible..... 48
Gráfica 36. Costo de energía eléctrica despachada 2015 49
Gráfica 37. Costo variable de la energía despachada por el CENACE 50
Gráfica 38. Costo total de energía por planta (millones de pesos) y energía despachaca 2015 (GWh)..... 51
Gráfica 39. Costo incremental por unidad generadora ($/MWh) y factor de intensidad en el despacho en diciembre de 2015 (%)..... 52
Gráfica 40. Factor de intensidad en el Despacho en diciembre de 2015 (%) 53
Gráfica 41. Costo ponderado de la energía despachada (pesos por MWh) y participación de los combustibles en la generación (%) 54
Gráfica 42. Energía despachada por el CENACE en 12 meses de 2015 GWh 55
Gráfica 43. Edad promedio de las Centrales Eléctricas 56
Gráfica 44. Número de permisos acumulados por año de entrada de operación..... 59
Gráfica 45. Evolución de la capacidad autorizada a permisionarios sin IMP 60

Gráfica 46. Consumo de combustibles por permisionario 2015 61
Gráfica 47. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2015 (MMBTU) 62
Gráfica 48. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico Centrales Base de CFE más PIE (%) 64
Gráfica 49. Pérdidas anuales de energía 65
Gráfica 50. Pérdidas anuales de energía CFE (sin zona centro) 66
Gráfica 51. Pérdidas anuales de energía zona ex-LyFC 67
Gráfica 52. Evolución de las Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución 68
Gráfica 53. Pérdidas de Transmisión y Distribución de la energía eléctricas (% del total generado) 69
Gráfica 54. Margen de Reserva Operativo Mensual (%) en el Sistema Interconectado Nacional durante 2010 – 2015 71
Gráfica 55. Margen de Reserva Anual (Nueva Metodología, %) 72
Gráfica 56. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%) 75
Gráfica 57. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Total nacional 2015 (%) 80
Gráfica 58a. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector doméstico 2015 (%) 81
Gráfica 58b. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector comercial 2015 (%) 82
Gráfica 58c. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector servicios 2015 (%) 82
Gráfica 58d. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector agrícola 2015 (%) 83
Gráfica 58e. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector industrial 2015 (%) 83
Gráfica 59. Ciclo anual de las ventas de energía GWh) 84
Gráfica 60. Ventas de energía eléctrica (GWh) y precio Medio pagado en (Pesos/kWh) por sector y tarifa en Diciembre de 2015 85
Gráfica 61. Precio medio mensual de la electricidad por sector ($/ kWh) 86
Gráfica 62. Precios Medios de la Energía Eléctrica (Pesos / kWh a precios constantes de 2015) 88
Gráfica 63. Costo total nivelado de generación por tecnología 2015 90
Gráfica 64. Población que cuenta con servicio de energía eléctrica (por ciento) 91
Gráfica 65a. Grado de electrificación total Nacional Dicoembre de 2015 92
Gráfica 65b. Población sin acceso al servicio eléctrico Diciembre 2015 92
Gráfica 66. Población sin acceso a la electricidad como porcentaje de la población total de cada estado, diciembre 2015 93

Gráfica 67. Costos ambientales promedio por tecnología 94
Gráfica 68. Participación de los diferentes sectores en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México durante el año 2013 95
Gráfica 69. Emisiones de GEI de Generación Eléctrica en México 96
Gráfica 70. Emisiones de CO2 por producción eléctrica y calorífica (% del total de la quema de combustibles) 98
Gráfica 71. Costos unitarios de operación sin combustibles y energía comprada en año móvil* (pesos/MWh a precios de dic. de 2012) 99
Gráfica 72. Resultado neto (miles de millones de pesos) 100
Gráfica 73. Relación Pasivo Total / Patrimonio 101
Gráfica 74. 102
Gráfica 75. Plantilla de Personal al Cierre de Cada Periodo 105
Gráfica 76. Tiempo de interrupción por usuario en año móvil* (minutos/año) 106
Gráfica 77. Ventas totales de Energía por trabajador en año móvil 107
Gráfica 78. Pérdidas totales de Energía Eléctrica* (Porcientos) 108
Gráfica 79. Inconformidades por cada mil usuarios 109
Gráfica 80. Pobreza extrema vs. apoyo per cápita por estado vía tarifas eléctricas 120
Gráfica 81. Precios EUA vs. México (cts/kWh) Tarifas en pesos sin apoyos 123

Introducción

El presente informe anual tiene por objeto dar una perspectiva del desempeño de la industria eléctrica nacional, en cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 11, fracción IV de la Ley de la Industria Eléctrica y 15, fracción XIII del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

La industria eléctrica en México, igual que sucede en todas las naciones, reviste una importancia de primer orden para el desarrollo de la vida económica y social del país, al grado que su evolución está estrechamente ligada al crecimiento del Producto Interno Bruto. Es por ello que el suministro de energía eléctrica debe ser competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable, como requisitos fundamentales para satisfacer la demanda creciente por energía eléctrica de la planta productiva, los negocios y los hogares, de manera que contribuya eficiente y eficazmente al desarrollo económico sustentable del país, en beneficio de la sociedad en su conjunto.

Derivado de la Reforma Energética, aprobada por el Congreso de la Unión y promulgada el 20 de diciembre de 2013 por el Presidente de la República, Enrique Peña Nieto, así como de las respectivas leyes secundarias publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, la industria eléctrica en México está inmersa en una profunda reestructuración, que abrió a la libre competencia los segmentos de generación y comercialización, en los que ahora pueden concurrir y operar inversionistas públicos y privados, en igualdad de condiciones y bajo las mismas reglas.

Para ello, 2015 fue un año de implementación de la Reforma Energética en la industria eléctrica, cuyo elemento fundamental lo constituye el Mercado Eléctrico Mayorista a cargo de un organismo independiente, como lo es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que optimizará el despacho de las centrales generadoras para que operen al menor costo. Este mercado, en donde el acceso abierto a la infraestructura garantizará que haya una presión a la baja de los costos, es la piedra angular de un sistema que permitirá al país reducir los costos de la electricidad en el mediano y largo plazos y, por ende, las tarifas eléctricas.

En este informe anual 2015, se presenta una prospectiva del desempeño de la industria eléctrica nacional, que incluye los principales aspectos de la oferta y la demanda de energía eléctrica, desempeño del sistema eléctrico, electrificación universal, temas ambientales e indicadores de desempeño más relevantes observados durante 2015.

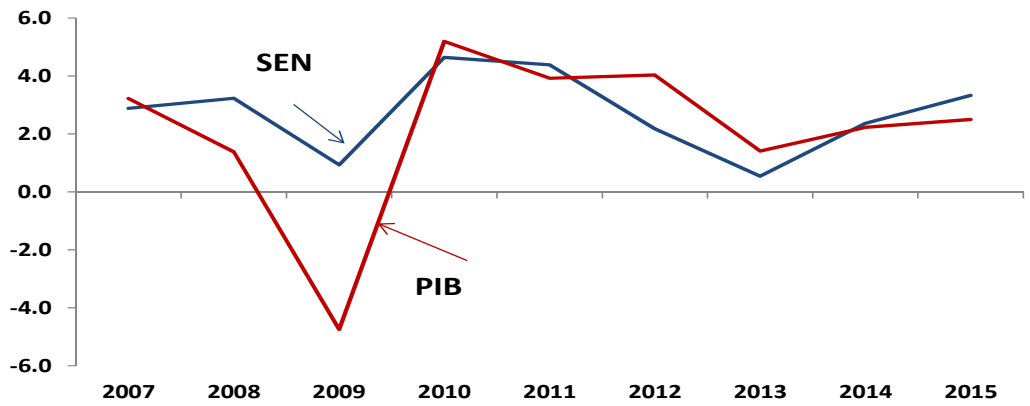
Finalmente, se aborda el tema relativo al Marco Jurídico del Mercado Eléctrico.

1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Evolución del crecimiento del PIB y de la Industria Eléctrica

Durante el periodo 2007-2015, la variación anual de la demanda de energía eléctrica ha observado un comportamiento muy similar a la registrada por el Producto Interno Bruto (PIB), lo cual se puede apreciar en la (véase Gráfica 1).

Gráfica 1. Evolución del crecimiento del PIB y de la industria Eléctrica (2007-2015)
(% variación anual)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del INEGI.

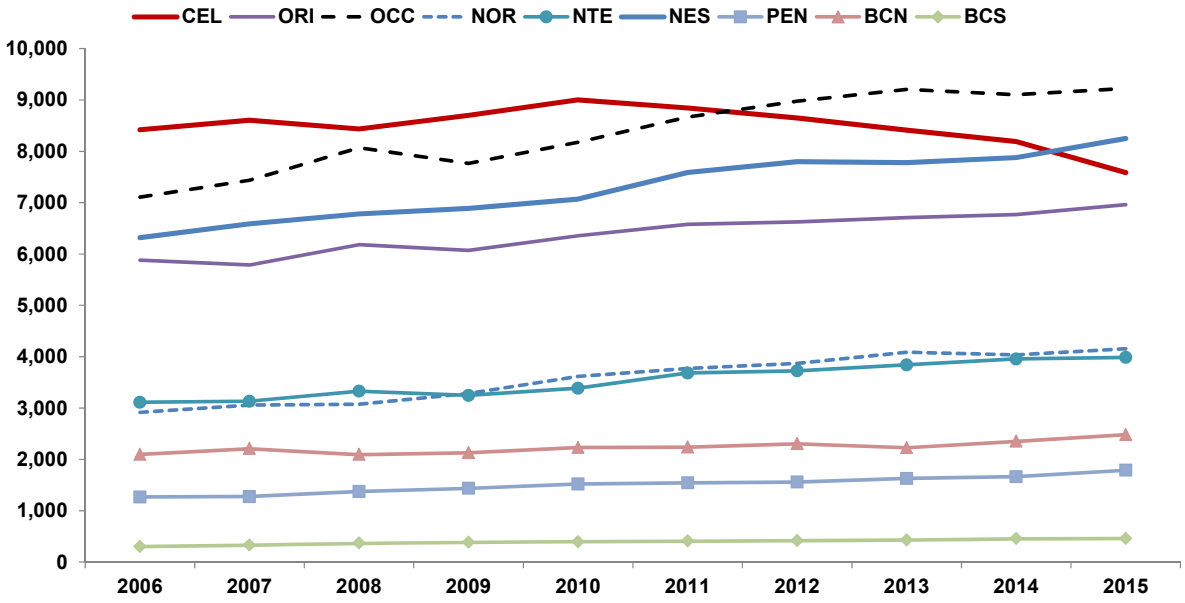
En el periodo de 2007-2009 se presentó una caída notable del PIB, que afectó a la baja el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica en el sector industrial del país, principalmente en la industria manufacturera de exportación, derivado fundamentalmente del impacto de la crisis económica ocurrida durante esos años en los Estados Unidos de América (EUA).

Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica

Debido a que la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades, la generación eléctrica debe estar coordinada con sus fluctuaciones de carga. Los registros de demanda son indispensables para la toma de decisiones en la operación y el desarrollo de las plantas generadoras.

En la Gráfica 2 se observa la evolución de la demanda máxima bruta anual durante el periodo 2006-2015, por cada una de las áreas de control del SEN.

Gráfica 2. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control (MW)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el período 2007-2015, la demanda máxima bruta registró la mayor tasa media de crecimiento anual (TMCA) en el área Baja California Sur con 4.8%, seguida por el área Noroeste con 4.0% y por el área Peninsular con 3.9%.

Destaca también que la demanda máxima bruta en el área Central observó una TMCA negativa (-1.2%) en dicho período, lo que en parte se atribuye a una mayor eficiencia energética en el consumo eléctrico del área, impulsada por los programas de normalización de aparatos eléctricos y de uso eficiente de energía implementados en los últimos años.

La demanda máxima

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

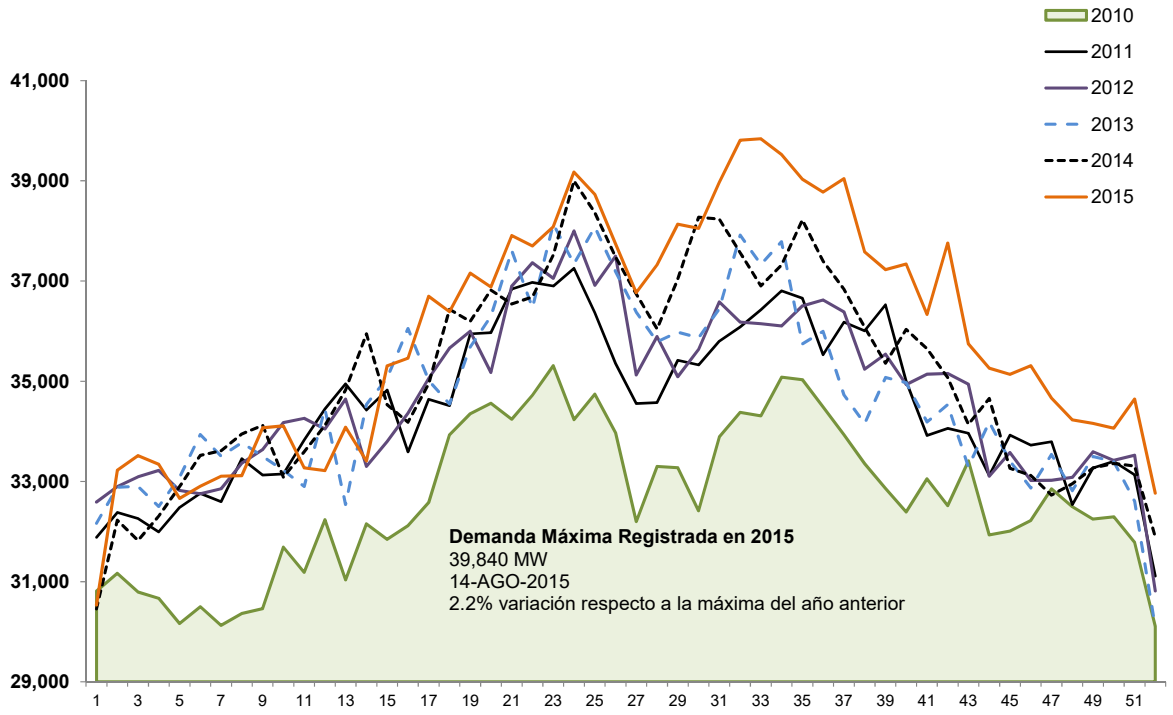
El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se integra por tres sistemas principales: un Sistema Interconectado Nacional (SIN) y dos sistemas eléctricos que aún no están interconectados dentro del país, que son los de Baja California y Baja California Sur. El SEN también incluye a pequeños sistemas aislados.

Para efectos de la operación y control de la demanda máxima bruta, el SEN se divide en nueve áreas de control, de las cuales siete corresponden al SIN: Central (CEL), Oriente (ORI), Occidente (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN), que están bajo la responsabilidad de igual número de centros ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; y las dos restantes que no están interconectadas con el resto del país, que son Baja California (BC) y Baja California Sur (BCS), las cuales se administran desde Mexicali. Estos centros dependen a su vez del CENACE, que está a cargo de la operación y control del SEN.

Estacionalidad de la demanda máxima

Una de las características de la demanda máxima bruta es su estacionalidad, pues se incrementa notablemente en temporada de verano de cada año, principalmente por el efecto del uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos en verano, en mayor medida en el norte del país. Esta característica se puede apreciar en la Gráfica 3.

Gráfica 3. Demanda Máxima Bruta Semanal
Sistema interconectado Nacional
(MW)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

La demanda máxima coincidente es la suma de las demandas registradas en las áreas de control operativo en el instante en que ocurre la demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presenta típicamente en los meses de junio o julio de cada año. Sin embargo, hay excepciones, ya que en 2015 se registró el 14 de agosto de ese año (semana 33).

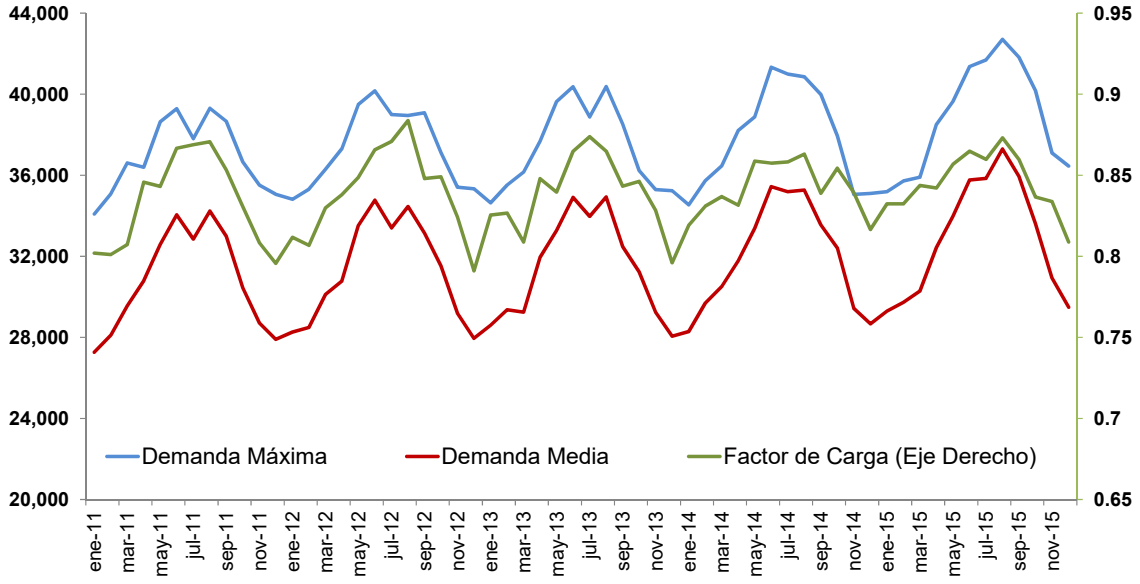
En 2015, la demanda máxima coincidente en el SIN (incluyendo exportaciones) ascendió a 39,840 MW, con un incremento de 2.2% en relación con la registrada el año anterior.

Demanda máxima en el verano

Existe una elevada correlación entre la demanda máxima bruta de electricidad y la demanda media asociada al consumo eléctrico en un periodo determinado, de manera que a mayor demanda máxima se tiene una mayor demanda media y viceversa, en función del comportamiento cíclico del patrón estacional en el corto plazo (un año).

La Gráfica 4 permite observar el comportamiento de la demanda máxima integrada en el Sector Eléctrico Nacional y su relación con la demanda media asociada al consumo bruto, así como el del factor de carga que se hubiera obtenido en caso de que los sistemas de Baja California y Baja California Sur se integraran al Sistema Interconectado Nacional.

Gráfica 4. Demanda Máxima y Demanda Media 2011-2015
Sector Eléctrico Nacional
(MW)

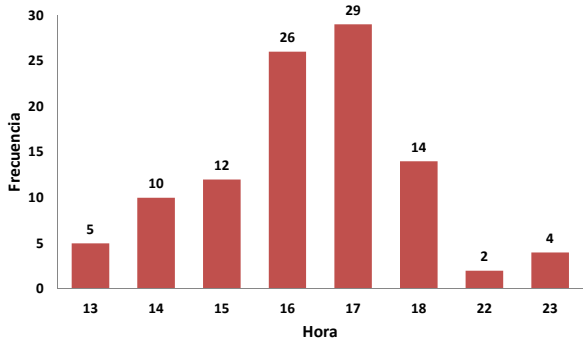


Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

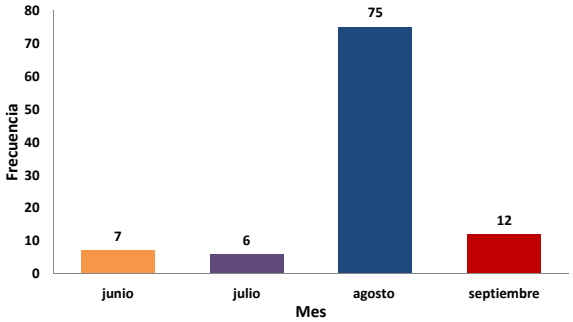
Horas de mayor demanda en el Sistema Interconectado Nacional

En las Gráficas 5(a) y 5(b) se muestran las cien horas de mayor demanda en el Sistema Interconectado Nacional. Se muestra la frecuencia de las horas de máxima demanda en el 2015 y los meses donde se presentaron.

Gráfica 5(a). Frecuencia de las cien horas de demanda máxima



Gráfica 5(b). Frecuencia del mes de ocurrencia de las cien horas de demanda máxima

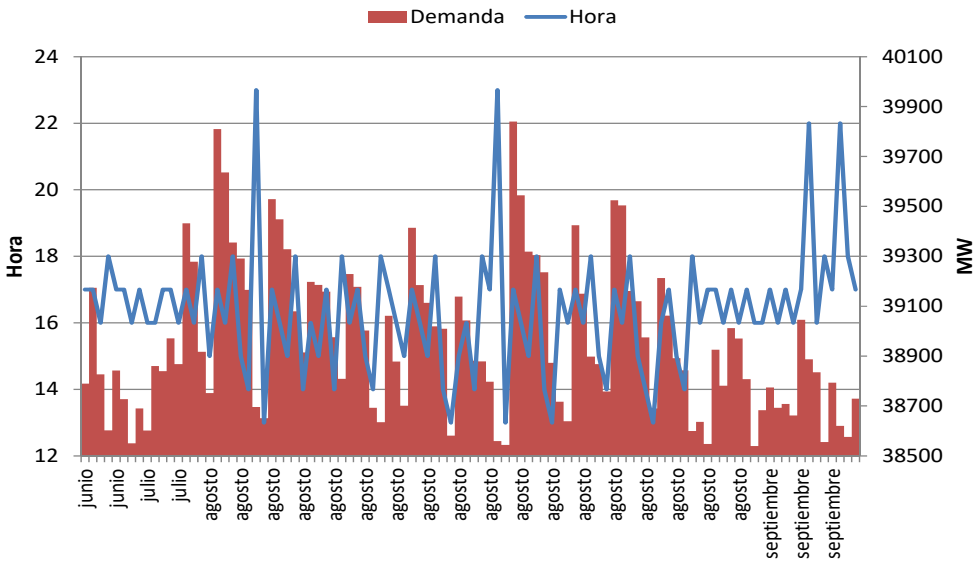


Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En la Gráfica 5(a) se observa que las cien horas de mayor demanda en 2015 sucedieron entre las 13 horas y las 23 horas, y 29 horas de máxima demanda ocurrieron a las 17 horas. En la gráfica 5(b), se aprecia que las cien horas de mayor demanda ocurrieron entre junio y septiembre, mientras que el 75% de las horas de máxima demanda ocurrieron en el mes de agosto.

En la Gráfica 6 se muestran las cien horas de demanda máxima del Sistema Interconectado Nacional. En el eje de la izquierda, se muestran las horas, y en el eje derecho la demanda en MW. En general, se nota un comportamiento aleatorio para las horas en que se presenta la demanda máxima, así como la cantidad demandada en cada una de ellas.

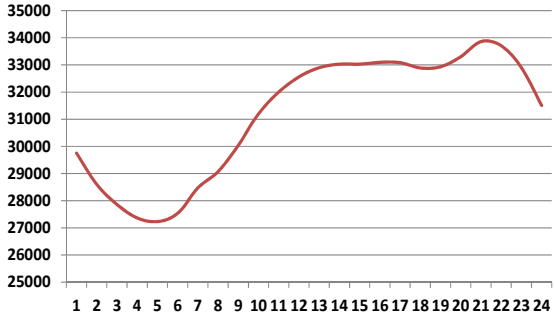
Gráfica 6. Horas de Demanda Máxima en el SIN 2015



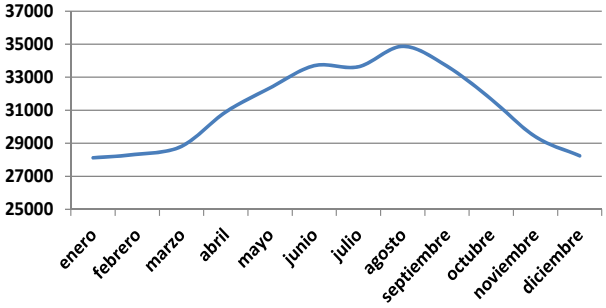
Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Las Gráficas 7(a) y 7(b) muestran la demanda máxima promedio en 2015 durante las 24 horas del día y su evolución estacional durante los 12 meses del año.

Gráfica 7(a). Demanda máxima en 2015 (promedio por hora)



Gráfica 7(b). Demanda máxima en 2015 (promedio por mes)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En la gráfica 7(a) se puede ver que la demanda fue mayor en promedio durante las últimas horas del día, especialmente entre las 21 y 22 horas. En la Gráfica 7(b) se aprecia que los meses con mayor demanda promedio están entre junio y agosto.

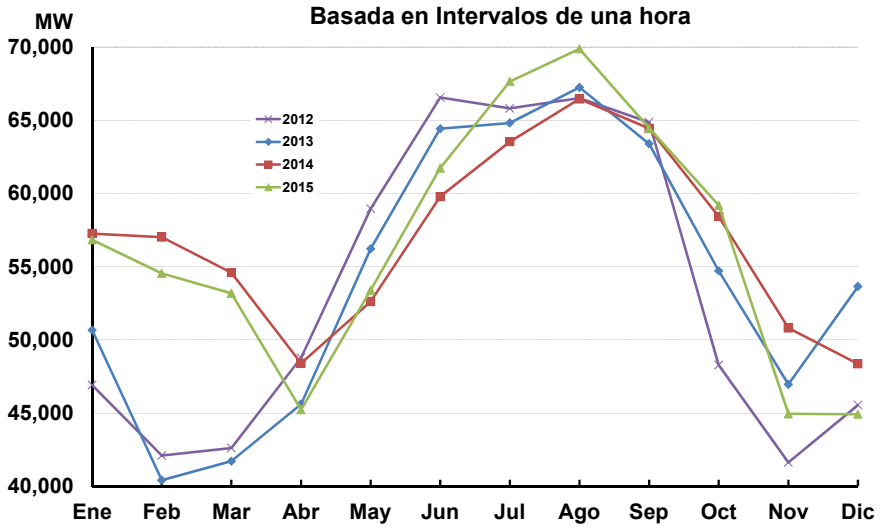
De conformidad con la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, se estima que la demanda máxima bruta durante los próximos quince años presentará un ritmo de crecimiento medio anual de 5%, 4.0% y 3.5% para los escenarios alto, de planeación y bajo, respectivamente.

COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO EN RELACIÓN CON LA DE OTROS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Sistema ERCOT de Texas, EUA

El operador del Consejo de Confiabilidad Eléctrico de Texas (ERCOT, por sus siglas en inglés), es uno de los sistemas eléctricos independientes más grandes de EUA y reviste una gran importancia para el SIN de México por su tamaño, interconectividad y gran similitud en cuanto a la estacionalidad de la demanda eléctrica durante cada año (véase Grafica 8).

Gráfica 8. Demanda Máxima del Sistema ERCOT



Fuente: ERCOT Texas.

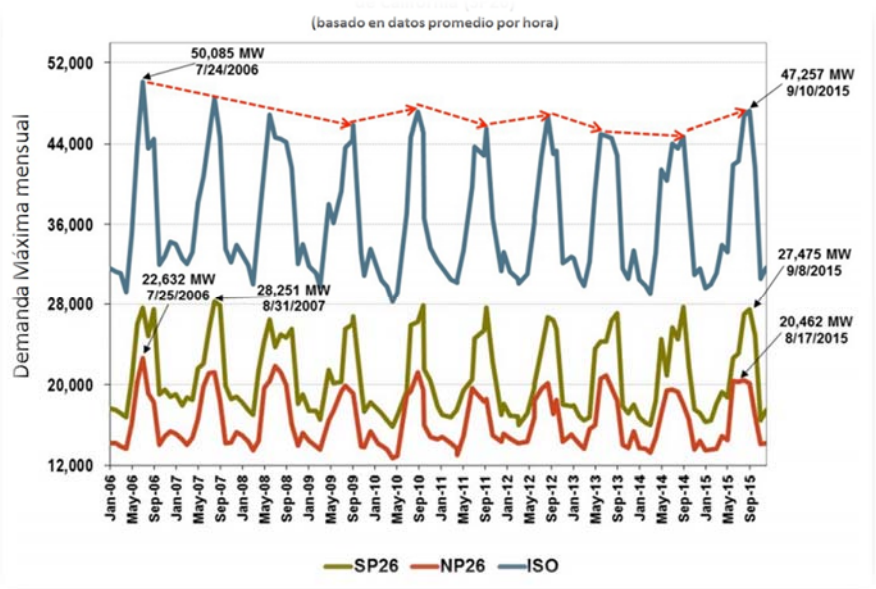
Durante el periodo 2012-2015, el pico de demanda más alto del sistema ERCOT, al igual que en el SIN de México, se presenta típicamente entre junio y agosto de cada año, que se corresponden con los meses más calurosos en verano.

En el sistema ERCOT el pico máximo de demanda eléctrica en 2012 se presentó en el mes de junio, mientras que en los siguientes tres años se ha presentado en el mes de agosto, con valores de 66,509 MW en 2012, 67,245 MW en 2013, 66,454 MW en 2014 y 69,877 MW en 2015. En este último año la demanda máxima del sistema ERCOT fue 75.4% superior a los 39,840 MW de demanda máxima coincidente registrada en el SIN de México.

Sistema CAISO de California, EUA

El Operador del Sistema Eléctrico de California (CAISO, por sus siglas en inglés) es otro sistema independiente de los más importantes de EUA y, por supuesto, lo es para dicho estado y para México, debido a su interconectividad con el sistema eléctrico de Baja California. En la Gráfica 9 se presenta la demanda máxima del sistema CAISO en sus componentes Sur (SP26) y Norte (NP26) así como el integrado ISO.

Gráfica 9. Demanda Máxima (MW) del Sistema CAISO, Norte de California (NP26) y Sur de California (SP26)



Fuente: California ISO.

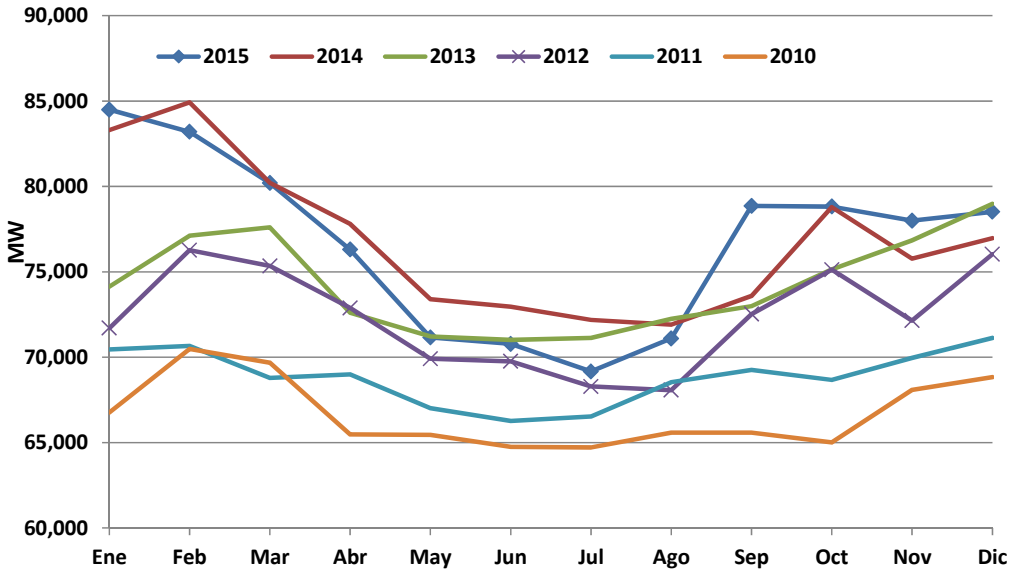
La gráfica mensual para el CAISO, a lo largo de los diez años que representa, muestra una disminución de 6.0% en su demanda máxima, al pasar de 50,085 MW en julio de 2006 a 47,257MW en septiembre de 2015. El periodo durante el cual se registra el pico más alto de demanda es típicamente entre julio y septiembre de cada año, que corresponden a los meses de verano de mayor temperatura en dicho estado de EUA.

En 2015 la demanda máxima del sistema CAISO fue de 47,257 MW y se presentó el 10 de septiembre de ese año, siendo este valor 18.6% superior al de 39,840 MW de demanda máxima coincidente registrada el 14 de agosto del mismo año en el SIN de México.

Sistema Interconectado Nacional de Brasil (SINB)

En la Gráfica 10 se muestra la demanda máxima mensual del Sistema Interconectado Nacional de Brasil (SINB).

Gráfica 10. Evolución de la Demanda en el SIN de Brasil



Fuente: Operador Nacional do Sistema Eléctrico de Brasil (ONS).

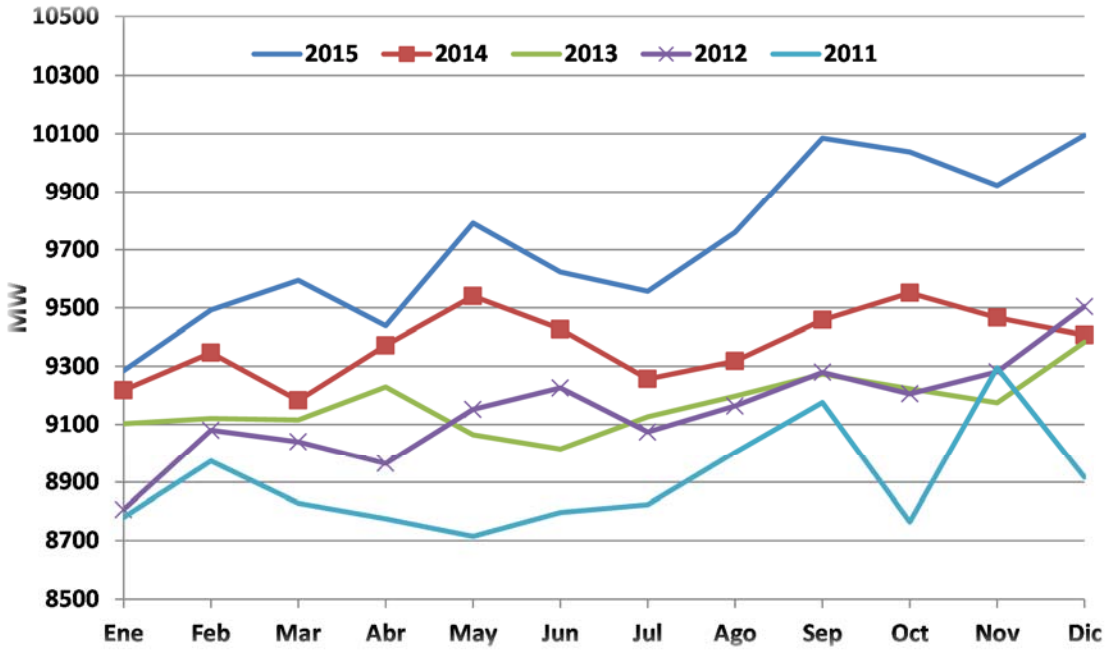
En el período de 2010 a 2015 la demanda máxima del SINB se presentó ente los meses de diciembre y febrero, en los que las temporadas más altas pueden llegar hasta 41°C. Por esta razón, el pico más alto de la demanda eléctrica del SINB en ese periodo anual ocurrió en febrero de 2014, con 84,920 MW demandados.

En 2015, el mayor pico de la demanda en el SINB se presentó en el mes de enero y ascendió a 84,494 MW, que supera en 112% al de 39,840 MW de demanda máxima coincidente registrada en agosto del mismo año en el SIN de México.

Sistema Interconectado Nacional de Colombia

En la Gráfica 11 se muestra la demanda máxima de los últimos cinco años del Sistema Interconectado Nacional de Colombia. La información fue obtenida del Sistema de Información Eléctrico Colombiano y se observa un repunte notable de demanda a partir del 2015.

Gráfica 11. Demanda Máxima en el Sistema Interconectado de Colombia



Fuente: *Sistema de Información Eléctrico de Colombia, Unidad de Planeación Minero Energética.*

En el periodo 2011-2015, la demanda máxima se presentó entre los meses de octubre a diciembre. Dado la posición geográfica de Colombia entre los dos trópicos (Trópico de Cáncer y Trópico de Capricornio), las diferentes altitudes y los vientos y corrientes provenientes de los dos océanos dan al país su irregular condición climática. Esto se ve reflejado en el registro de demanda máxima anual, donde no se puede distinguir claramente la temporada de demanda máxima.

En 2011 la demanda máxima en Colombia se presentó en el mes de noviembre con 9,295 MW, en 2012 y 2013 se registró en diciembre con 9,504 MW y 9,383 MW, respectivamente, mientras que en 2014 ocurrió en octubre con 9,551 MW.

En 2015, la demanda máxima en Colombia se presentó en el mes de diciembre con 10,095 MW, siendo esta 75% inferior a la registrada en agosto de ese año en el SIN de México.

CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA

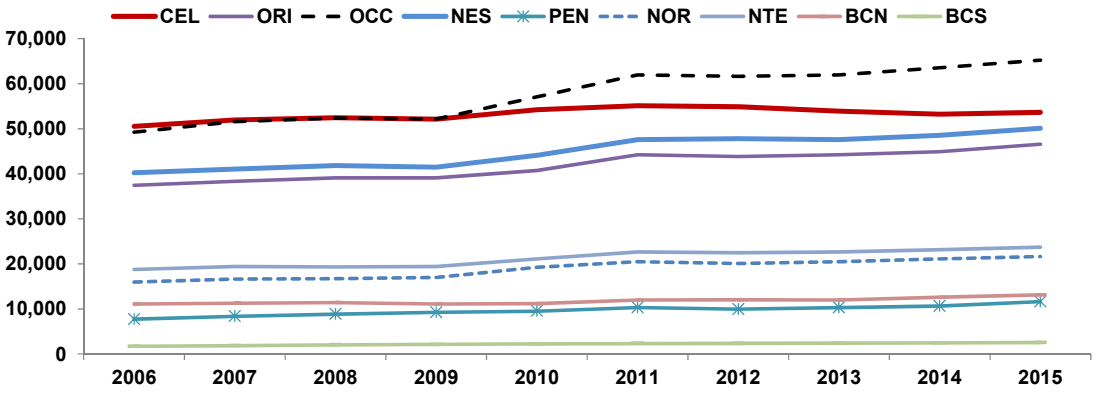
El consumo bruto en el SEN aguas arriba incluye los niveles de generación bruta en las centrales de CFE, PIE, autoabastecedores, cogeneradores, pequeños productores y otros permisionarios, así como el neto de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica.

El consumo bruto aguas abajo incluye los usos propios en las centrales generadoras y los servicios requeridos en el proceso de transmisión y distribución, las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas), el porteo a cargas remotas y los niveles de ventas internas de electricidad a los diferentes sectores de consumo eléctrico (residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial).

Evolución del consumo bruto de energía eléctrica por área de control

De 2007 a 2015, las áreas de control que observaron las TMCA más altas en su consumo bruto son: Peninsular con 4.6%, Baja California Sur con 4.5%, Noroeste con 3.4% y Occidental con 3.2%. El área de control Central muestra la menor TMCA (0.7%) en su consumo bruto regional dentro del periodo analizado, lo cual se explica, como ya se mencionó, por el uso más eficiente de la energía eléctrica en la zona (véase Gráfica 12).

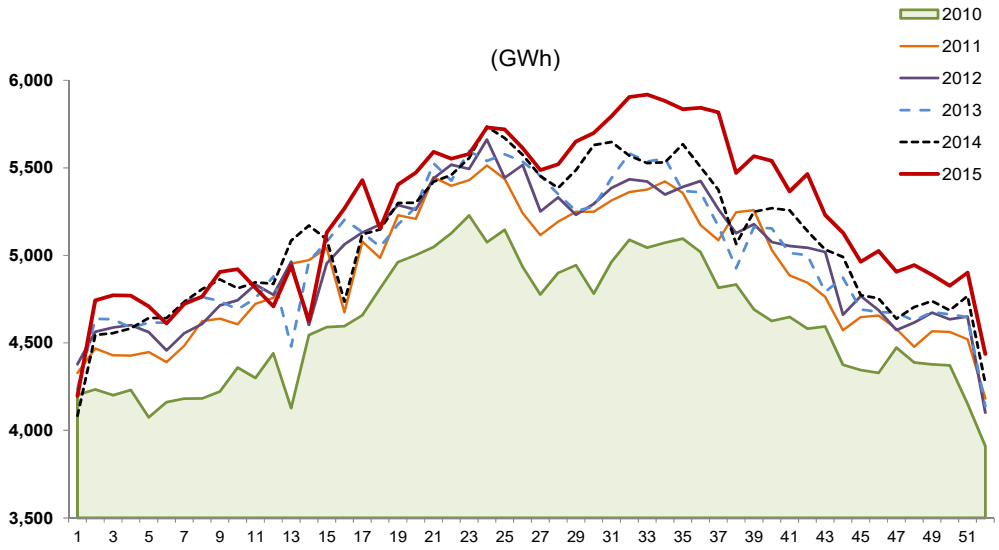
Gráfica 12. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control (GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

El consumo bruto tiene una marcada estacionalidad durante el año, muy similar al perfil de la demanda máxima que se presenta en cada periodo anual, en función del patrón estacional de consumo eléctrico de los usuarios. Siendo el consumo bruto mucho más alto en temporada de verano, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos en verano. Lo anterior se puede observar en la Gráfica 13.

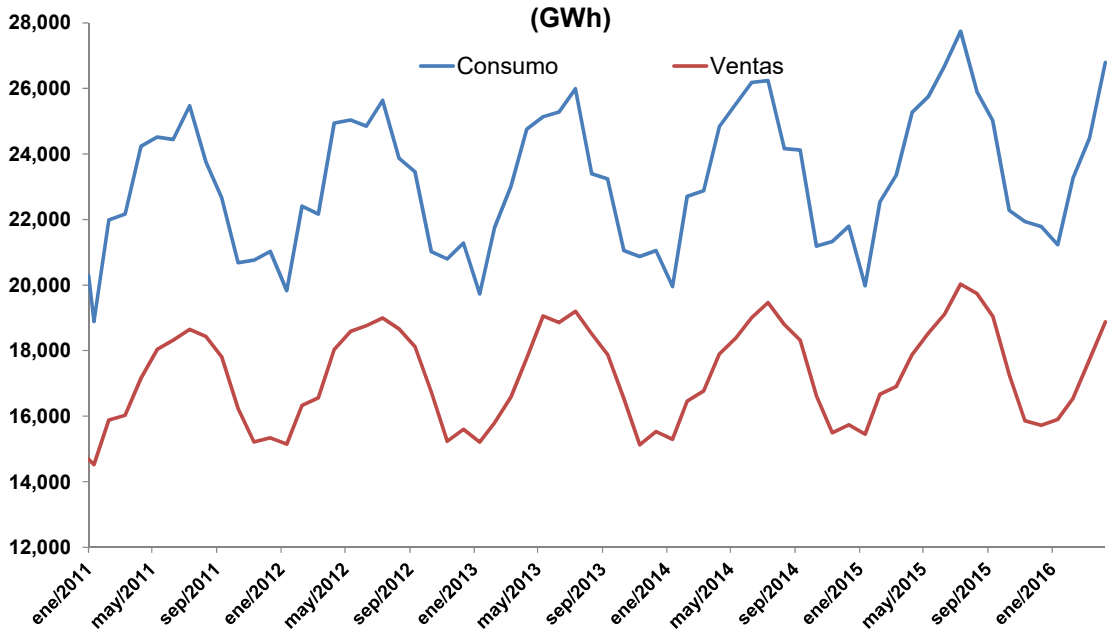
Gráfica 13. Consumo Bruto Semanal
Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Asimismo, el comportamiento del consumo bruto tiene una correlación estacional muy similar al de las ventas de electricidad, como se muestra en la Gráfica 14.

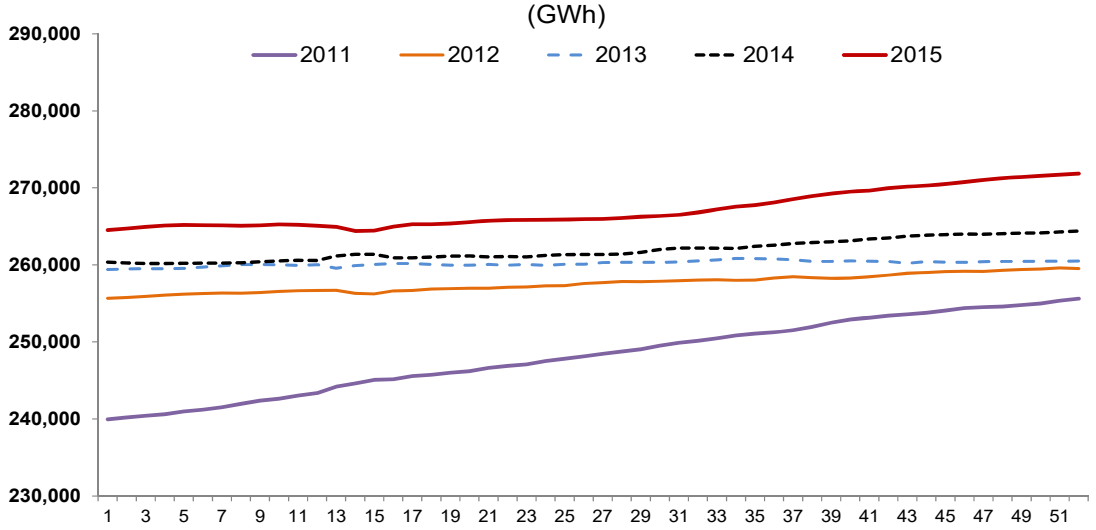
Gráfica 14. Ventas totales y Consumo Bruto Mensual
Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

El consumo bruto semanal de energía eléctrica en año móvil en el SIN ha mostrado una tendencia de crecimiento ascendente durante el periodo 2011-2015, debido fundamentalmente al incremento del número de usuarios (principalmente en el sector residencial) y, en algunos años, por el aumento en el consumo medio por usuario (ver Gráfica 15).

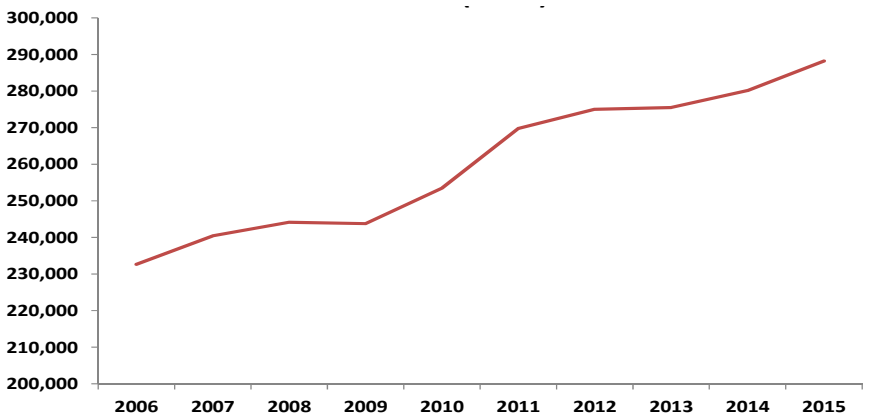
Gráfica 15. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil
Sistema Interconectado Nacional
(GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

En términos generales, el consumo bruto ha registrado una tendencia ascendente durante el periodo 2006-2015, con excepción en 2009, año en que el consumo bruto se vio afectado a la baja por la caída del consumo de energía eléctrica en el sector industrial de nuestro país, derivado fundamentalmente del impacto de la crisis económica ocurrida en los EUA (véase Gráfica 16).

Gráfica 16. Consumo Bruto Anual en el Sistema Eléctrico Nacional (GWh)

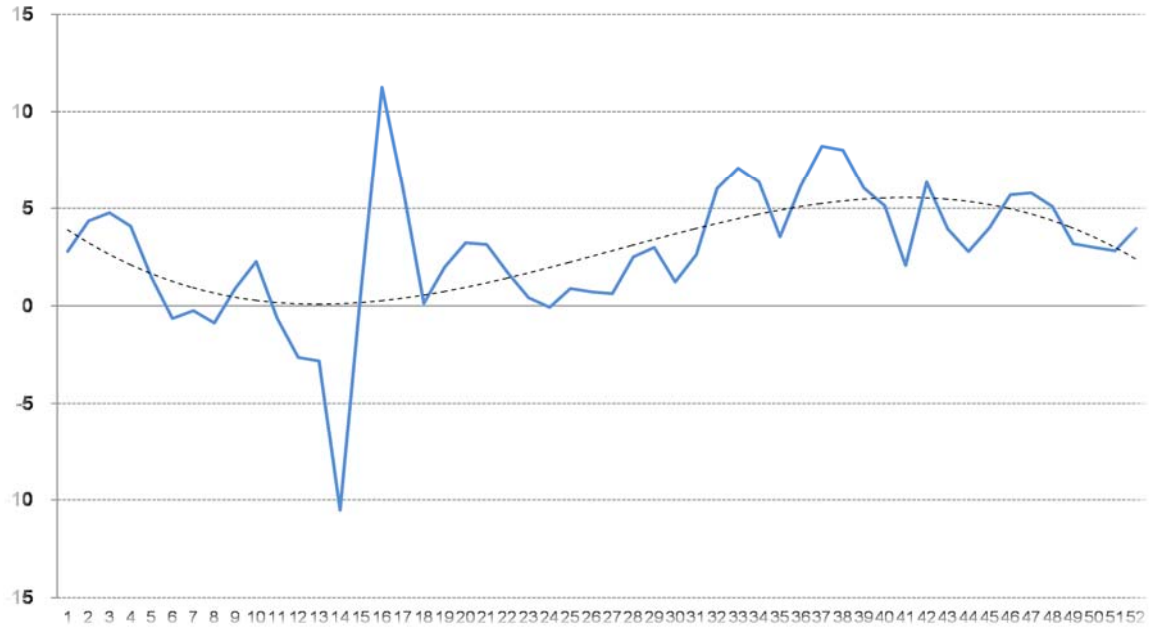


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

VARIACIÓN DEL CONSUMO BRUTO 2015

Durante el periodo enero-diciembre de 2015, el consumo bruto semanal de electricidad en el SIN observó una trayectoria de crecimiento por arriba de los niveles registrados en 2014, de manera que en términos anuales registró un incremento de 2.8%. Esta variabilidad semanal durante 2015 se puede apreciar en la Gráfica 17.

Gráfica 17. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN durante 2015 respecto al año anterior (Porcientos)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

Las variaciones semanales del Consumo Bruto que se observan en la Gráfica 17, entre las semanas 13 y 17 de 2015, obedecen básicamente al desfasamiento del efecto de la Semana Mayor en relación con 2014.

De conformidad con la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, se estima que el consumo bruto observará durante los próximos quince años un ritmo de crecimiento medio anual de 4.6%, 3.5% y 2.8% para los escenarios alto, de planeación y bajo, respectivamente.

Consumo de energía eléctrica en México vs. OCDE, Zona Euro y países de Latinoamérica

En la Tabla 1 se presenta información sobre el consumo de energía eléctrica per cápita en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), la Zona Euro y varios países de Latinoamérica, entre ellos México.

Tabla 1.
Consumo de Energía eléctrica en México vs. OECD, Zona Euro y países de Latinoamérica (kWh per cápita)

País	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TMCA
Promedio OECD	8,584	8,628	8,822	9,070	9,389	9,033	9,379	9,255	9,274	9,204	0.9%
Zona Euro	6,748	6,789	6,857	6,864	6,856	6,499	6,773	6,613	6,638	6,491	-0.2%
Chile	3,084	3,112	3,237	3,353	3,351	3,308	3,316	3,590	3,810	3,879	2.9%
Venezuela	2,763	2,850	2,958	2,973	3,072	3,034	3,134	3,197	3,250	3,245	2.1%
Argentina	2,279	2,393	2,358	2,438	2,752	2,709	2,847	2,901	2,955	3,093	3.6%
Uruguay	1,929	2,000	2,221	2,413	2,586	2,660	2,803	2,808	2,931	2,985	4.7%
Brasil	1,934	1,991	2,045	2,138	2,198	2,166	2,339	2,394	2,463	2,529	3.1%
México	1,818	1,870	1,878	1,906	1,908	1,864	1,904	2,074	2,037	2,057	1.8%

Nota: La Zona Euro comprende los países de Austria, Bélgica, Chipre, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Portugal, República Eslovaca, Eslovenia y España.

Fuente: Secretaría de Energía con datos del Banco Mundial.

Durante el periodo 2004-2013, con excepción de la Zona Euro que ha tenido una tasa media de crecimiento anual (TMCA) negativa, tanto el promedio OCDE como los demás países latinoamericanos seleccionados muestran una TMCA positiva en su consumo per cápita de energía eléctrica.

En ese mismo periodo, la TMCA más alta del consumo per cápita corresponde a Uruguay con 4.7%; le sigue Argentina con 3.6%, Brasil con 3.1%, Chile con 2.9%, Venezuela con 2.1% y México con 1.8%. Por su parte, el promedio OCDE registró la TMCA más baja con 0.9%, mientras que la Zona Euro presentó una TMCA negativa de 0.2%, posiblemente debido a los procesos de eficiencia en el consumo de energía que han implementado.

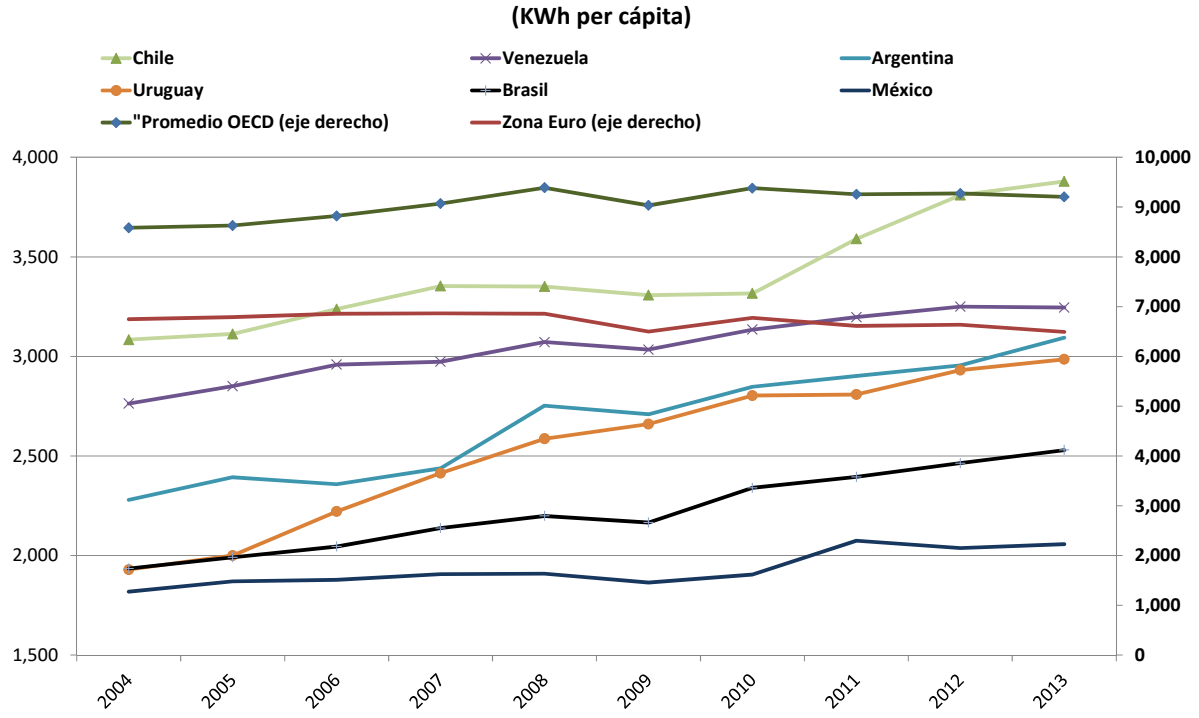
Sin embargo, es importante señalar que los niveles de consumo de energía eléctrica per cápita en los diferentes países generalmente están en función de su respectivo grado de desarrollo económico y social, así como del clima predominante en cada uno de ellos.

A manera de ejemplo, en 2013 el consumo de energía eléctrica per cápita del promedio OCDE superó en 0.4 veces el de la Zona Euro, 1.4 veces el de Chile, 1.8 veces el de Venezuela, 2.0 veces el de Argentina, 2.1 veces el de Uruguay, 2.6 veces el de Brasil y 3.5 veces el de México.

En la Gráfica 18 se muestra la evolución 2004-2013 del consumo per cápita de energía eléctrica en la OCDE, la Zona Euro y varios países latinoamericanos, entre ellos México.

Los países de la OCDE así como los pertenecientes a la Zona Euro se grafican respecto al eje derecho puesto que son los que obtuvieron el más alto nivel de consumo per cápita en dicho periodo, aunque muestran un ritmo de crecimiento poco significativo.

Gráfica 18. Consumo de Energía Eléctrica en México vs. OCDE, Zona Euro y países de Latinoamérica



Fuente: Banco Mundial

De la Gráfica 18, se puede observar que con excepción de la OCDE y la Zona Euro, los países latinoamericanos muestran una tendencia ascendente en sus niveles de consumo per cápita, destacando un ritmo de crecimiento notable en el caso de Chile a partir de 2011.

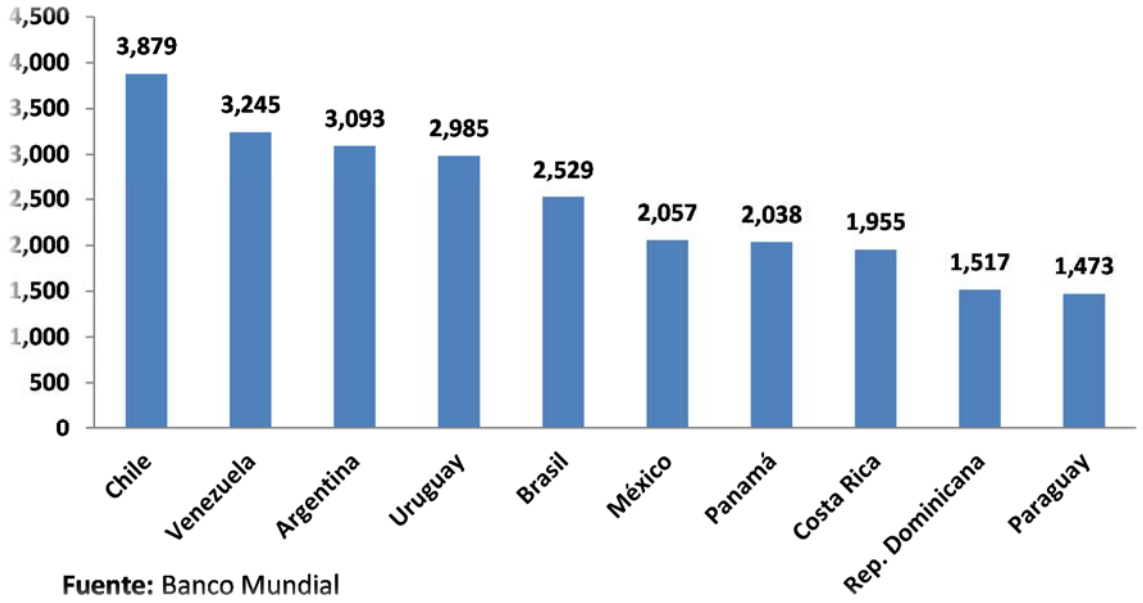
En 2004, el promedio de los países de la OCDE y de la Zona Euro consumieron per cápita 8,584 kWh y 6,748 kWh, mientras que en el 2013 consumieron 9,204 y 6,491 kWh per cápita, respectivamente. La TMCA en ese periodo fue de 0.9% para el promedio de los países de la OCDE y de -0.2% para los de la Zona Euro, es decir, sus niveles de consumo per cápita han descendido en los últimos años.

Entre 2004 y 2013, la evolución del consumo per cápita es muy diferente en los países en vías de desarrollo tales como Chile, Venezuela, Argentina, Uruguay, Brasil y México, los cuales en el mismo periodo registraron una TMCA de 2.9%, 2.1%, 3.6%, 4.7%, 3.1% y 1.8%, respectivamente. Entre esos mismos años, el consumo per cápita se incrementó

795 kWh en Chile, 482 kWh en Venezuela; 814 kWh en Argentina; 1,056 kWh en Uruguay; 595 kWh en Brasil y 239 kWh en México.

En la Gráfica 19 se presenta la evolución del consumo per cápita de los principales países latinoamericanos consumidores de energía eléctrica.

Gráfica 19. Consumo de Energía Eléctrica en México vs. Otros países Latinoamericanos, 2013
(KWh per cápita)



Fuente: Banco Mundial

México ocupa el sexto lugar entre los países latinoamericanos en nivel de consumo per cápita de energía eléctrica, ubicándose por debajo de Chile, Venezuela, Argentina, Uruguay y Brasil.

2. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tanto la capacidad como el nivel de generación en México constituyen los elementos fundamentales de la oferta para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el país, lo cual se lleva a cabo mediante la operación de centrales o plantas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los permisionarios en sus diferentes modalidades que establecía la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (véase Tabla 2).

Tabla 2.

Permisionarios LSPEE*		
PIE	Productores Independientes de Energía	Se construyen y operan por una empresa privada, bajo un contrato de largo plazo para vender su producción a CFE.
AUT	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.
COG	Cogeneración	Centrales privadas que aprovechan el calor producido en la generación eléctrica para la realización de un proceso industrial.
PEQ	Pequeños Productores	Centrales privadas de hasta 30 MW que venden su producción a CFE.
EXP	Exportación	Centrales privadas que venden su producción a sistemas en otros países.
UPC	Usos Propios Continuos	Centrales privadas de autoabastecimiento local; operan bajo el régimen previo a la reforma de 1992.

* Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

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

CAPACIDAD DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

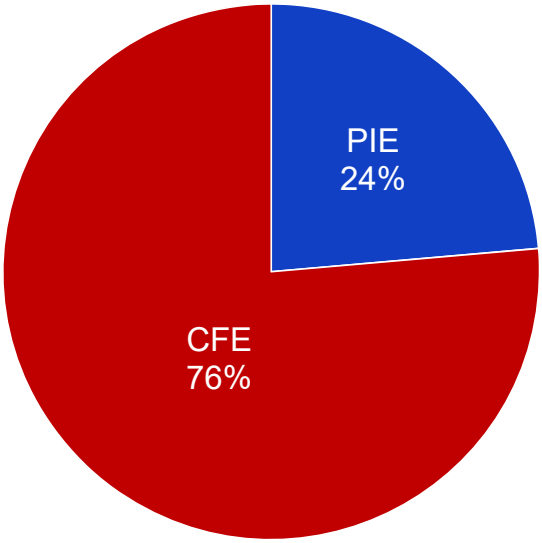
Una de las características más importantes de las unidades y plantas generadoras de electricidad es su capacidad de generación.

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 2015, la capacidad de generación para servicio público ascendió a 54,852 MW, de los cuales 41,899 MW (76%) correspondieron a la CFE y 12,953 MW (24%) de los PIE. Cabe aclarar que la capacidad de los PIE corresponde a la capacidad neta

demostrada bajo contratos con la CFE, la cual resulta 1,299 MW menor a la registrada por la CRE como disponible (véase Gráfica 20).

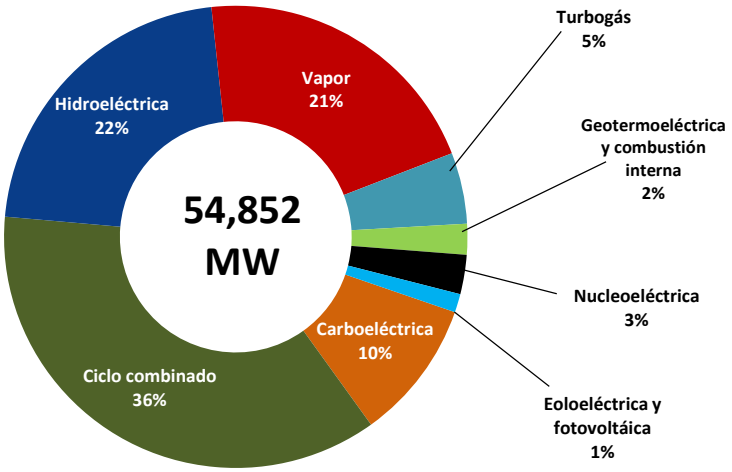
Gráfica 20. Capacidad disponible para servicio público por operador 54,852 MW



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Del total de la capacidad disponible para servicio público por tecnología en 2015, correspondió el 36% a centrales de ciclo combinado, 22% a hidroeléctricas, 21% a centrales con ciclo de vapor, 10% a carboeléctricas, 5% a plantas turbogás, 3% a nucleoeléctrica, 2% a geotérmicas y combustión interna y 1% a eólicas y fotovoltaicas (véase Gráfica 21).

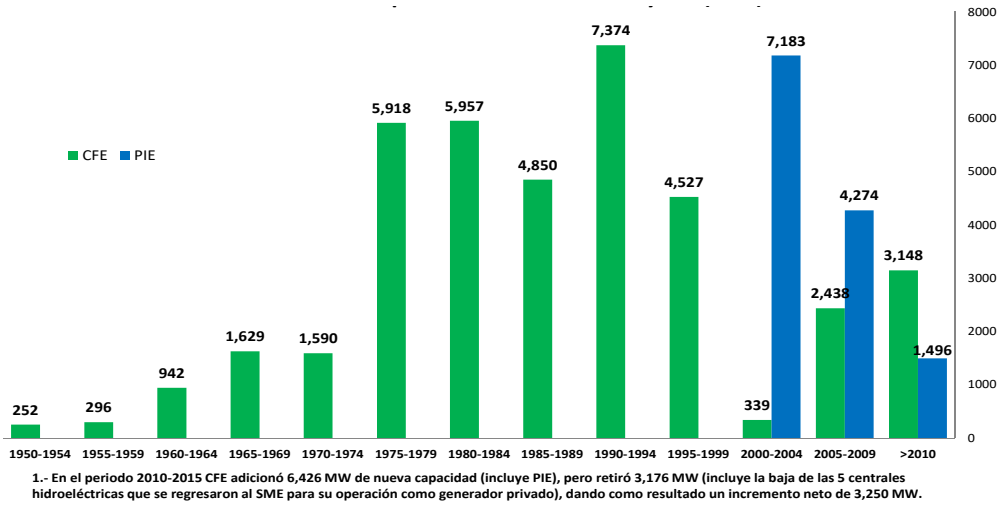
Gráfica 21. Capacidad disponible para servicio público por tecnología



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Sin embargo, la capacidad de generación de CFE y PIE prácticamente se ha estancado en los últimos 10 años, ya que desde 2005 han incorporado cada vez menos capacidad efectiva al total nacional (véase Gráfica 22).

Gráfica 22. Adiciones de capacidad efectiva de CFE y PIE (MW)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

A nivel nacional, en 2015 la capacidad de generación ascendió a un total de 68,044 MW, con un incremento de 4.0% en relación con 2014. Se registró un incremento de 7.0% en energías limpias (principalmente en renovables como la eólica y la geotérmica), y un

aumento de 2.8% en tecnologías convencionales, como son las de ciclo combinado y turbogás. Lo anterior se puede observar en la Tabla 3.

Tabla 3. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología
(Megawatts)

Tecnología	2014	2015	Diferencia	TCA[1] (%)
Convencional	**47,438**	**48,778**	**1,340**	**2.8**
Ciclo combinado	23,456	24,043	**587**	2.5
Termoeléctrica convencional	12,657	12,711	**54**	0.4
Carboeléctrica	5,378	5,378	**0**	0.0
Turbogás[2]	4,214	4,904	**690**	16.4
Combustión Interna	1,152	1,163	**11**	1.0
Lecho Fluidizado	580	580	**0**	0.0
Limpia	**18,014**	**19,266**	**1,252**	**7.0**
Renovable	15,364	16,406	**1,042**	6.8
Hidroeléctrica	12,458	12,489	**31**	0.2
Eólica	2,036	2,805	**769**	37.8
Geotérmica	813	926	**113**	13.9
Solar	56	56	**0**	0.0
FIRCO y GD[3]	0	131	**131**	n.a.
Otras	2,650	2,859	**209**	7.9
Nucleoeléctrica	1,400	1,510	**110**	7.9
Bioenergía[4]	685	760	**75**	10.9
Cogeneración eficiente	559	583	**24**	4.3
Frenos regenerativos	7	7	**0**	0.0
Total[5]	**65,452**	**68,044**	**2,592**	**4.0**

n.a. no aplica

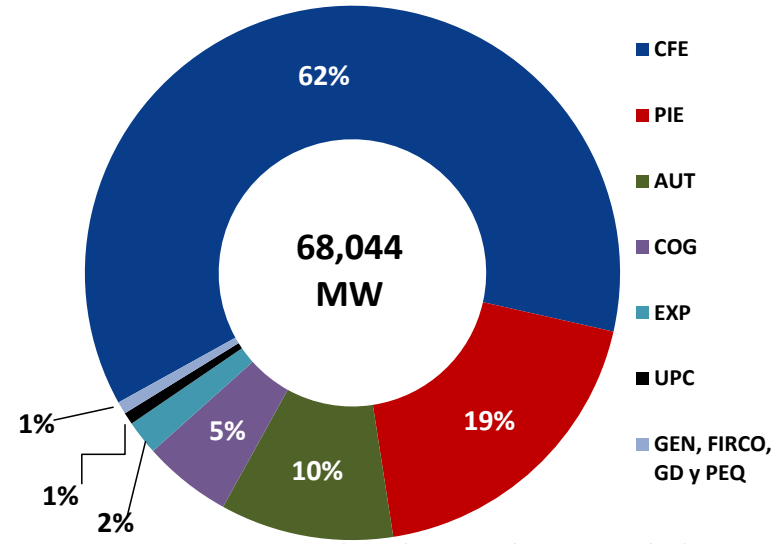
[1]/TCA: Tasa de Crecimiento Anual. [2]/Incluye plantas móviles. [3]/Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). [4]/Incluye el uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y clasificación de la CRE. [5]/Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE, CRE, y Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Fuente: PROSENER.

Si bien la capacidad de generación no presenta variaciones importantes en periodos cortos de tiempo, la entrada en operación de otros generadores (operadores) representa un cambio importante en la diversificación de la matriz energética del país (véase Gráfica 23).

Gráfica 23. Capacidad Nacional por Operador 2015



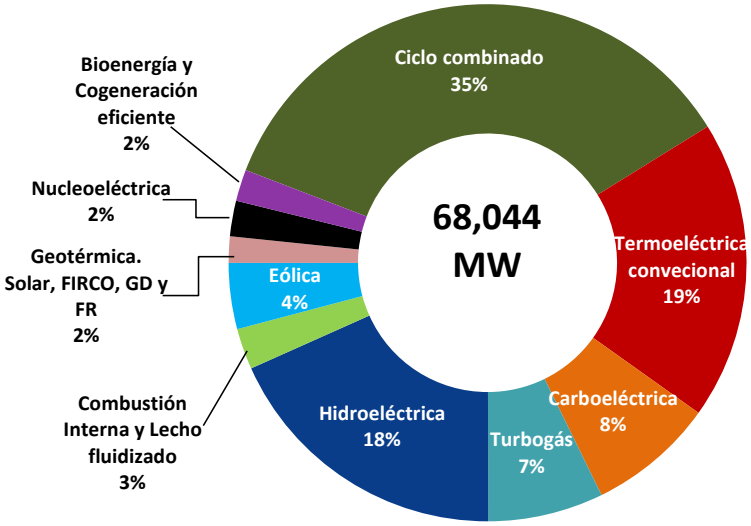
Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) y Frenos Regenerativos (FR). Turbogas incluye plantas móviles.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Del total de la capacidad de generación nacional en 2015, corresponden 41,899 MW (62%) a la CFE, 12,953 MW (19%) a los PIE, 7,129 MW (10%) a AUT, 3,648 MW (5%) a COG, 1,406 MW (2%) a EXP, 497 MW (1%) a UPC y 511 MW (1%) a Generador, FIRCO, GD y PEQ.

En la Gráfica 24 se presenta la capacidad nacional de generación por tipo de tecnología.

Gráfica 24. Capacidad Nacional por Tecnología 2015



Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) y Frenos Regenerativos (FR). Turbogas incluye plantas móviles.

Fuente: SENER con datos de CRE y CFE.

Del total de capacidad nacional por tecnología, el 35% correspondió a centrales de ciclo combinado, el 19% a termoeléctrica convencional, el 18% a hidroeléctricas, el 8% a carboeléctrica, el 7% a turbogás, el 4% a eoloeléctricas, el 3% a combustión interna y lecho fluidizado, el 2% a Geotérmica, Solar, FIRCO, GD y FR, el 2% a nucleoeléctrica, y el 2% a bioenergía y cogeneración eficiente.

Generación bruta

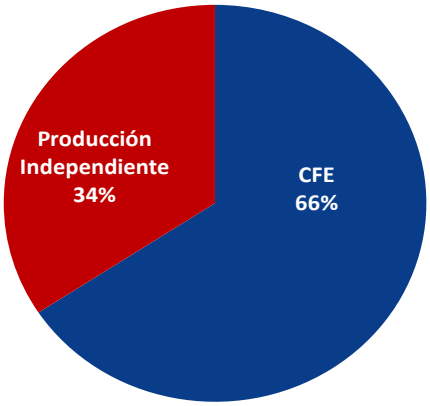
La generación bruta se refiere a la cantidad total de energía eléctrica producida por las unidades generadoras en una o varias centrales. Por su parte, la generación neta se refiere a la energía que resulta de descontar a la generación bruta la energía consumida por la operación de las mismas plantas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

La generación nacional se compone de la electricidad generada en centrales o plantas de CFE y aquella producida por los Productores Externos de Energía, la cual es complementada con los volúmenes netos de las importaciones y exportaciones de energía.

Generación destinada al servicio público

En 2015, la generación destinada al servicio público ascendió a 260,135 GWh, de los cuales el 66% correspondió a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el 34% restante a los Productores Independientes de Energía (PIE), conforme a la Gráfica 25.

Gráfica 25. Generación CFE + PIE 2015

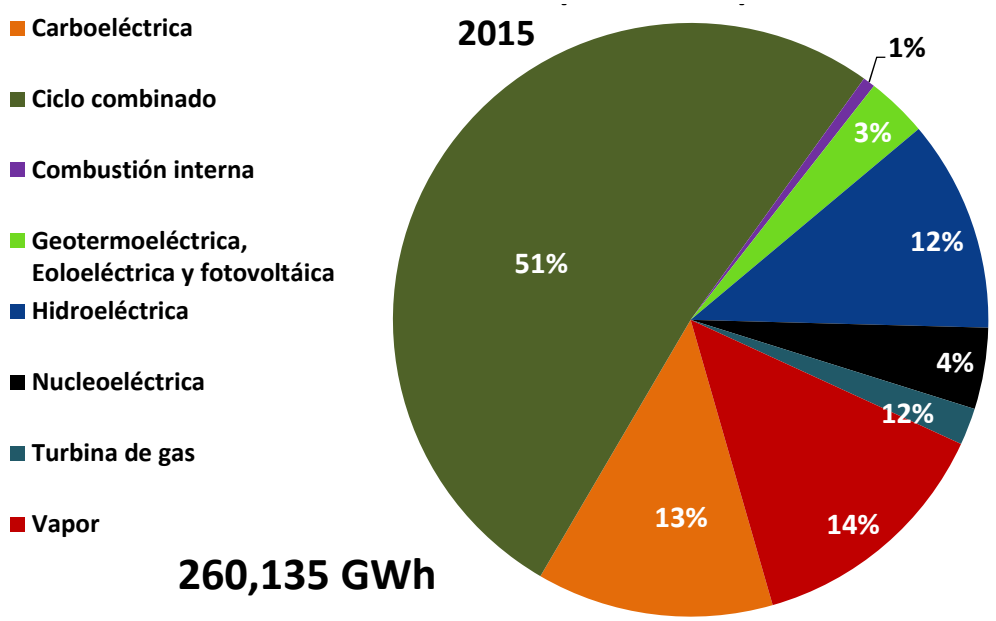


260,135 GWh

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE.

Del total de energía bruta generada para servicio público (CFE + PIE) por Fuente primaria, el 51% correspondió a centrales de ciclo combinado, el 14% a termoeléctricas con ciclo de vapor, el 13% a carboeléctricas, el 12% a hidroeléctricas, el 4% a nucleoeléctrica, el 3% a geotérmica, eoloeléctrica y fotovoltaica, el 2% a turbogás y el 1% a combustión interna (véase Gráfica 26).

Gráfica 26. Generación Bruta CFE + PIE por Fuente primaria

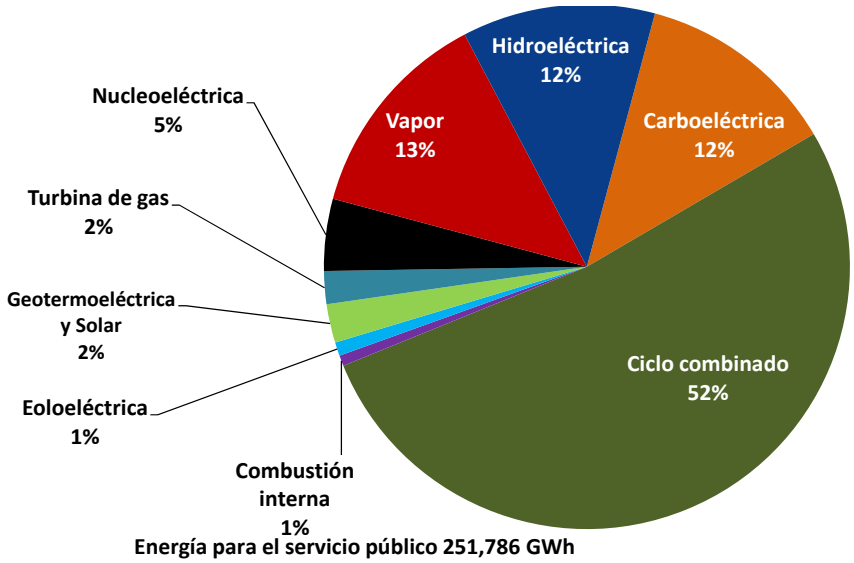


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE.

Generación neta para el servicio público

En 2015, 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 251,786 gigawatts por hora (GWh), y de este total el 78.5% se generó con combustible de origen fósil. En 2014 la energía disponible ascendió a 249,729 GWh de los cuales el 78.1% se generó con combustibles fósiles (véase Gráfica 27).

Gráfica 27. Generación de Energía Disponible para el servicio público por tecnología 2015



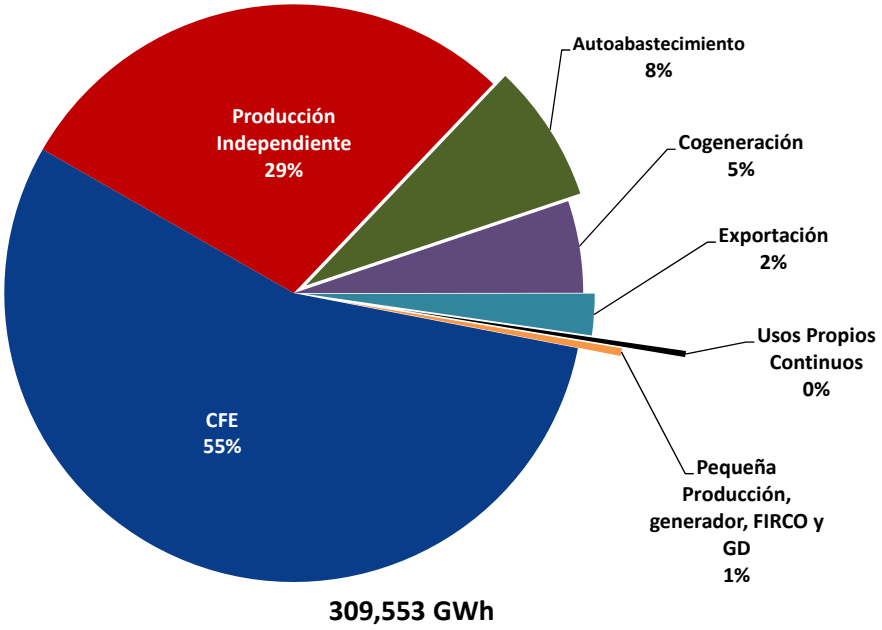
Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Generación Nacional de Energía Eléctrica

Generación por operador

En 2015, la energía bruta generada por operador a nivel nacional fue de 309,553 GWh, de los cuales el 84% correspondió a energía para el servicio público (CFE+PIE) y el 16% restante a la energía generada por las diferentes modalidades de permisionarios (véase Grafica 28).

Gráfica 28. Generación Bruta por Operador

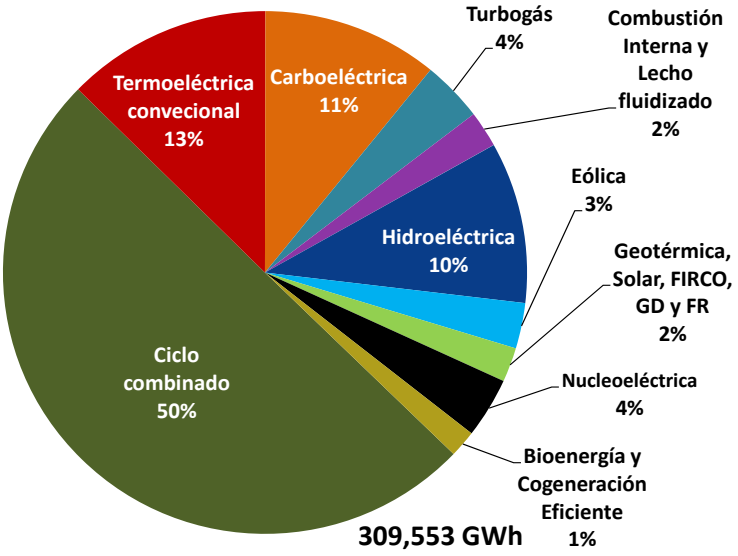


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Generación por tecnología

Del total de energía bruta nacional generada por tecnología, el 50% correspondió a centrales de ciclo combinado, el 13% a termoeléctricas convencionales, el 11% a carboeléctricas, el 10% a hidroeléctricas, 4% a turbogás, el 4% a nucleoeléctrica, el 3% a eólica, el 2% a combustión Interna y lecho fluidizado, el 2% a geotérmica, solar, FIRCO, GD y FR y el 1% a bioenergía y cogeneración eficiente (véase Gráfica 29).

Gráfica 29. Generación Bruta por Tecnología

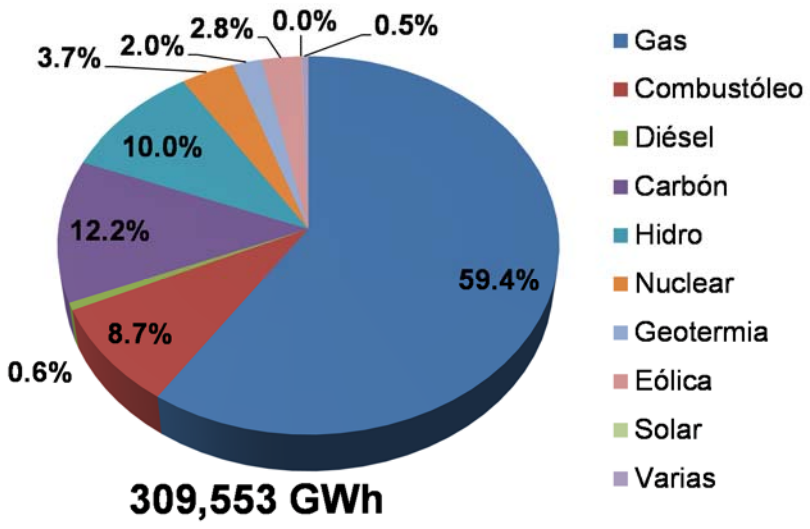


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Generación por Fuente de energía

En 2015, el 80.9% de la energía eléctrica a nivel nacional se generó con Fuentes de energía fósiles, que incluyen los hidrocarburos y el carbón; mientras que el 19.1% restante se obtuvo a partir de Fuentes no fósiles, que comprenden la hidráulica, nuclear, geotérmica, eólica, solar y frenos regenerativos (véase Gráfica 30).

Gráfica 30. Generación bruta por Fuente de energía 2015



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

En 2015, el nivel total de generación ascendió a 309,553 GWh, con un incremento de 2.7% en relación con el año anterior, sobresaliendo un aumento de 4.4% con tecnologías convencionales y una reducción de 3.7% con tecnologías limpias.

La reducción en el nivel de generación con tecnologías limpias obedeció principalmente al bajo nivel de embalse en las presas, lo que repercutió en un menor nivel de generación hidroeléctrica en relación con 2014 (véase Tabla 4).

Tabla 4. Generación Bruta de Energía Eléctrica
(Gigawatts-hora)

Tecnología	2014	2015	Diferencia	TCA[1] (%)
Convencional	**236,103**	**246,601**	**10,498**	**4.4**
Ciclo combinado	149,490	155,185	5,695	3.8
Termoeléctrica convencional	37,219	39,232	2,013	5.4
Carboeléctrica	33,613	33,599	-14	0.0
Turbogás[2]	9,126	11,648	2,522	27.6
Combustión Interna	2,308	2,651	343	14.9
Lecho Fluidizado	4,347	4,286	-61	-1.4
Limpia	**65,360**	**62,952**	**-2,408**	**-3.7**
Renovable	51,404	46,207	-5,197	-10.1
Hidroeléctrica	38,893	30,892	-8,001	-20.6
Eólica	6,426	8,745	2,319	36.1
Geotérmica	6,000	6,331	331	5.5
Solar	85	78	-7	-8.2
FIRCO y GD[3]	0	161	161	n.a.
Otras	13,956	16,745	2,789	20.0
Nucleoeléctrica	9,677	11,577	1,900	19.6
Bioenergía[4]	1,387	1,369	-18	-1.3
Cogeneración eficiente	2,893	3,795	902	31.2
Frenos regenerativos	0	4	4	100.0
Total[5]	**301,463**	**309,553**	**8,090**	**2.7**

n.a. no aplica

[1]/TCA: Tasa de Crecimiento Anual. [2]/Incluye plantas móviles. [3]/Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO) y Generación Distribuida (GD). [4]/Incluye el uso de bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos y clasificación de la CRE. [5]/Los totales pueden no coincidir por redondeo. Información preliminar al cierre de 2015.

Fuente: SENER con datos de CRE y CFE.

Como se muestra en la Tabla 5, tan solo 23 principales centrales generaron más de la mitad de la electricidad durante 2015.

Tabla 5. Principales generadores 2015

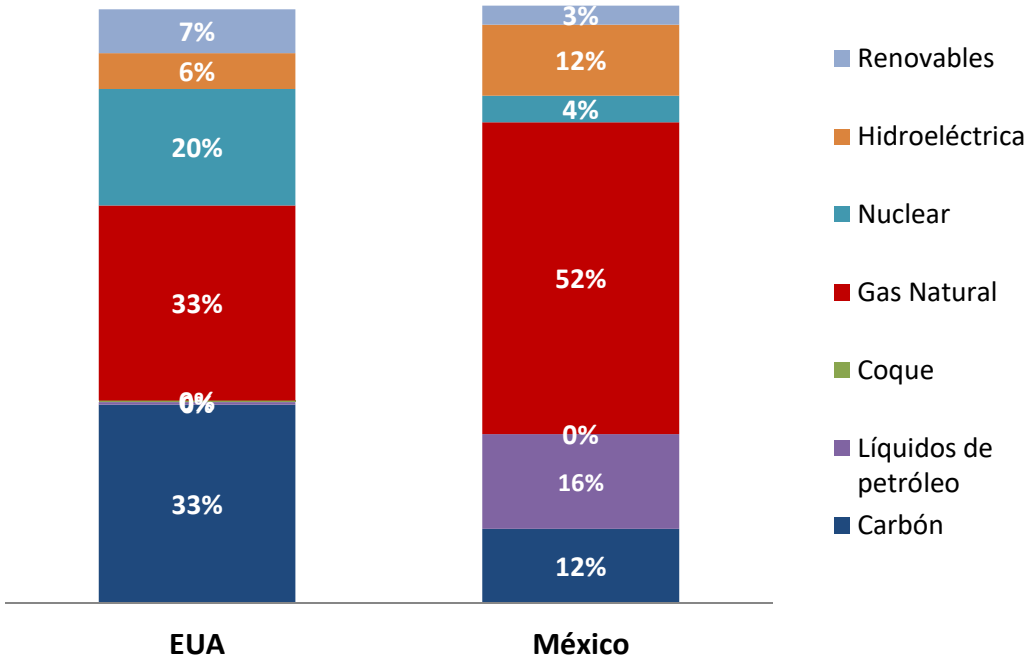
Planta	Estado	Tecnología	Operador	Generación Bruta (GWh)	% acumulado
Petacalco	Guerrero	Carboeléctrica	CFE	16,351	5.28%
Laguna Verde	Veracruz	Nucleoeléctrica	CFE	11,577	9.02%
Tamazunchale	San Luis Potosí	Ciclo combinado	PIE	8,755	11.85%
Carbón II	Coahuila	Carboeléctrica	CFE	8,734	14.68%
Río Escondido	Coahuila	Carboeléctrica	CFE	8,515	17.43%
Manzanillo I	Colima	Ciclo combinado	CFE	8,407	20.14%
Altamira III y IV	Tamaulipas	Ciclo combinado	PIE	8,137	22.77%
Altamira V	Tamaulipas	Ciclo combinado	PIE	8,079	25.38%
Tuxpan III y IV	Veracruz	Ciclo combinado	PIE	7,398	27.77%
Tuxpan Vapor	Veracruz	Vapor	CFE	5,974	29.70%
Tula	Hidalgo	Vapor	CFE	5,946	31.63%
Manzanillo I	Colima	Vapor	CFE	5,577	33.43%
Pdte. Juárez CC	Baja California	Ciclo combinado	CFE	4,980	35.04%
Iberdrola Energía de Monterrey	Nuevo León	Ciclo combinado	AUT	4,638	36.54%
El Encino	Chihuahua	Ciclo combinado	CFE	4,489	37.99%
El Sauz	Querétaro	Ciclo combinado	PIE	4,391	39.41%
Chicoasén	Chiapas	Hidroeléctrica	CFE	4,318	40.80%
Samalayuca II	Chihuahua	Ciclo combinado	CFE	4,129	42.14%
La Laguna PIE	Durango	Ciclo combinado	PIE	4,033	43.44%
Cerro Prieto	Baja California	Geotermoeléctrica	CFE	4,028	44.74%
Río Bravo III	Tamps	Cic. Comb.	PIE	3,979	46.03%
Termoeléctrica de Mexicali	Baja California	Ciclo combinado	EXP	3,906	47.29%
Fenosa Durango	Durango	Ciclo combinado	PIE	3,846	48.53%
Río Bravo IV	Tamps	Cic. Comb.	PIE	3,786	49.75%
Valle de México CC	Méx	Cic. Comb.	CFE	3,664	50.94%

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Combustibles empleados en la generación: México vs. EUA

En la Gráfica 30 se presenta la estructura de generación de electricidad por **Fuente** de energía en los EUA y México.

Gráfica 31. Estructura de Generación de Electricidad 2015



***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).**

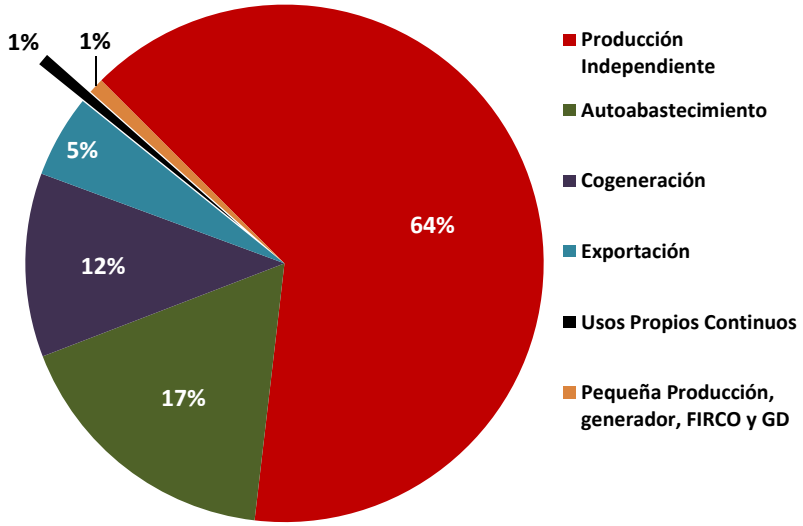
Fuente: CFE y U.S. Energy Information Administration.

De la Gráfica 30, se desprende que si bien ambos países tienen una importante participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, EUA depende en buena parte del carbón, combustible que ha reducido significativamente su precio de compra, mientras que México conserva todavía una fracción importante de combustóleo, cuyo costo en el mercado es por mucho superior al del gas natural y el carbón.

Generación de permisionarios

En la Gráfica 32, se muestra la participación de cada permisionario en la generación de energía eléctrica.

Gráfica 32. Generación bruta por permisionario en el 2015 (138,573 GWh)



Fuente: SENER con información de CRE y CFE.

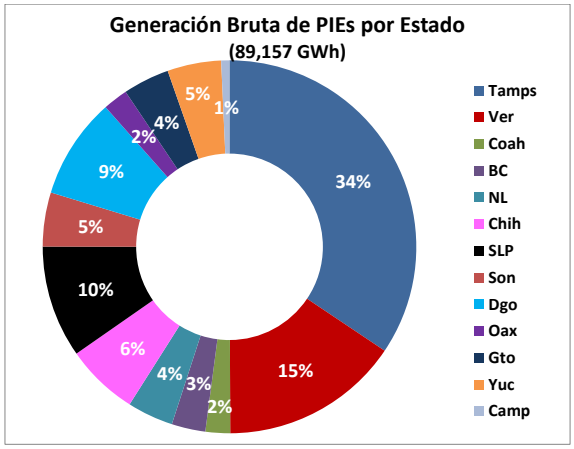
En 2015, la participación de cada modalidad en el total de energía generada por los permisionarios fue la siguiente: PIE con el 64.3% (89,157 GWh); Autoabastecimiento con el 17.3% (23,983 GWh); Cogeneradores con el 11.5% (15,920 GWh); Productores que exportan energía con el 5.2% (7,157 GWh); generadores para usos propios continuos (autoabastecimiento local) con el 0.7% (1,036 GWh), y el conjunto de pequeños productores, nuevos generadores, FIRCO y GD con el 1% restante (1,320 GWh).

Generación de los Productores Independientes de Energía (PIE)

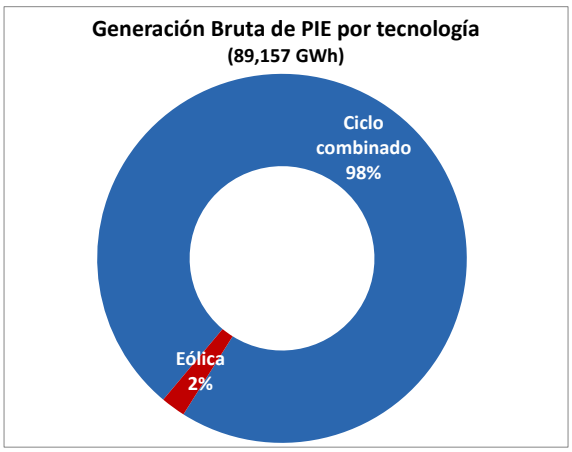
Los PIE se construyen y operan como empresas privadas, cada una bajo un contrato de largo plazo para vender su producción a la CFE. En 2015, los PIE generaron 89,157 GWh, lo que significó una participación de 29% del total de la energía eléctrica generada a nivel nacional.

En las gráficas 33(a) y 33(b) se presenta la participación de la energía eléctrica generada por los PIE en cada entidad federativa donde se ubican, así como la participación de las dos tecnologías que actualmente disponen dichas empresas.

Gráfica 33(a). Generación Bruta de PIEs por Estado



Gráfica 33(b). Generación Bruta de PIE por tecnología



Fuente: Secretaría de Energía con Información de CFE y CRE.

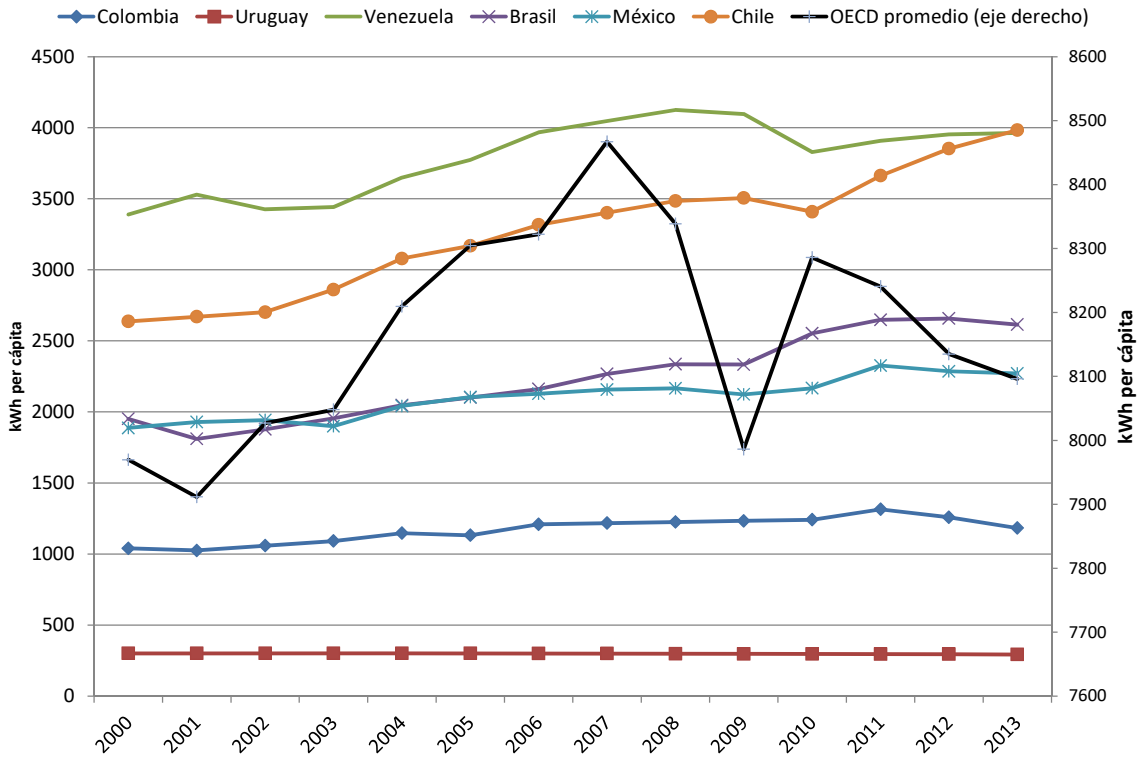
De las gráficas 33(a) y 33(b) se destaca lo siguiente:

- En 2015, las entidades federativas donde los PIE generaron la mayor parte de la energía son: Tamaulipas con 34%, Veracruz con 15%, San Luis Potosí con 10% y Durango con 9%.
- En 2015, el 98% de la energía generada por los PIE fue con centrales de ciclo combinado y el restante 2% con centrales eoloeléctricas.

Generación histórica de México frente a países de la OCDE y latinoamericanos

En la siguiente gráfica se presenta una serie histórica de la generación de energía eléctrica per cápita para el promedio de los 35 países de la OCDE y varios países de Latinoamérica, medida en kWh (véase Gráfica 34).

Gráfica 34. Generación histórica per cápita (kWh per cápita)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del Banco Mundial y la Energy Information Administration de EUA.

Se destaca que el mayor nivel de generación per cápita lo tiene el promedio de países de la OCDE (medido en el eje derecho). En 2013, la OCDE alcanzó una generación per cápita de 8,096 kWh, 2.6 veces superior a la de México.

En el caso de la OCDE, se observa una baja notable en el nivel de generación per cápita en los años 2008 y 2010, lo que se atribuye a la crisis económica ocurrida en esos años, principalmente en el sector inmobiliario, y que afectó a varios de sus países miembros, entre ellos a EUA y México.

Chile es el país latinoamericano con mayor generación per cápita. En 2013, este país alcanzó 3,983 kWh, le siguen Venezuela con 3,963 kWh, Brasil con 2,614 kWh y México con 2,270

kWh. Por debajo de estos países se encuentra Colombia con 1,183 kWh y Uruguay con 293 kWh, respectivamente.

Orden de mérito o Despacho económico de energía

El despacho económico es el proceso de selección de las unidades que entrarán en operación para obtener el menor costo variable de operación y solventar las restricciones del sistema tales como: límite de transmisión, programa de mantenimiento, fallas de equipo, entre otras.

El despacho consiste en "conectar a la red" las unidades de acuerdo con el costo variable de operación y al incremento de la demanda de electricidad, por lo que las plantas con menor costo variable de operación son despachadas a niveles de demanda baja (base), mientras que las plantas con mayores costos variables de operación son despachadas cuando la demanda es mayor (intermedia o punta).

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) despacha las plantas para servicio conectadas al Sistema Interconectado Nacional (no incluye la península de Baja California ni las plantas aisladas), las cuales son de diversas tecnologías como la hidroeléctrica, nuclear, geotérmica, eólica y aquellas que utilizan combustibles de Fuentes fósiles (gas natural, combustóleo, carbón y diésel).

El despacho económico lo realiza el 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.

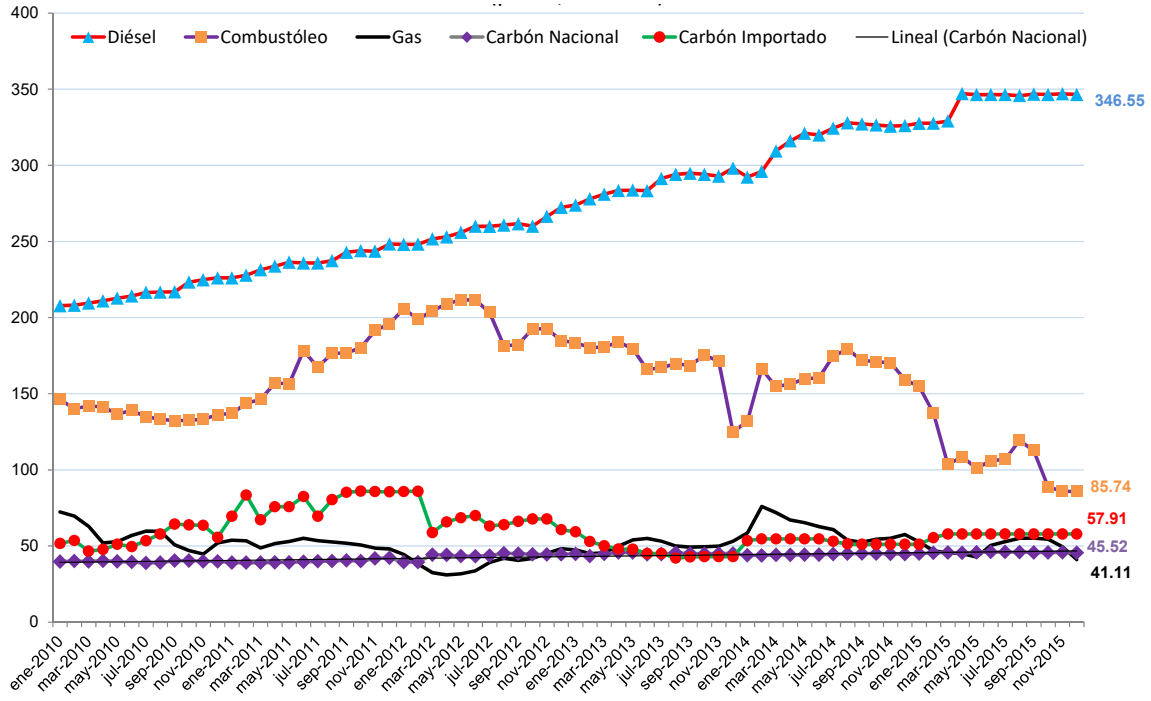
c) Control de flujo de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo.

Uno de los costos más importantes relacionados con la generación de energía eléctrica, es el de los combustibles.

Por tener una mayor volatilidad en sus precios, los combustibles de origen fósil deben ser considerados en el despacho económico de forma tal que se minimice el costo de generación en todo momento.

En la Gráfica 35 se presenta una gráfica que muestra el comportamiento que observaron los precios mensuales de los combustibles empleados en el despacho económico en los últimos seis años.

Gráfica 35. Precios del combustible (pesos/MMBTU)



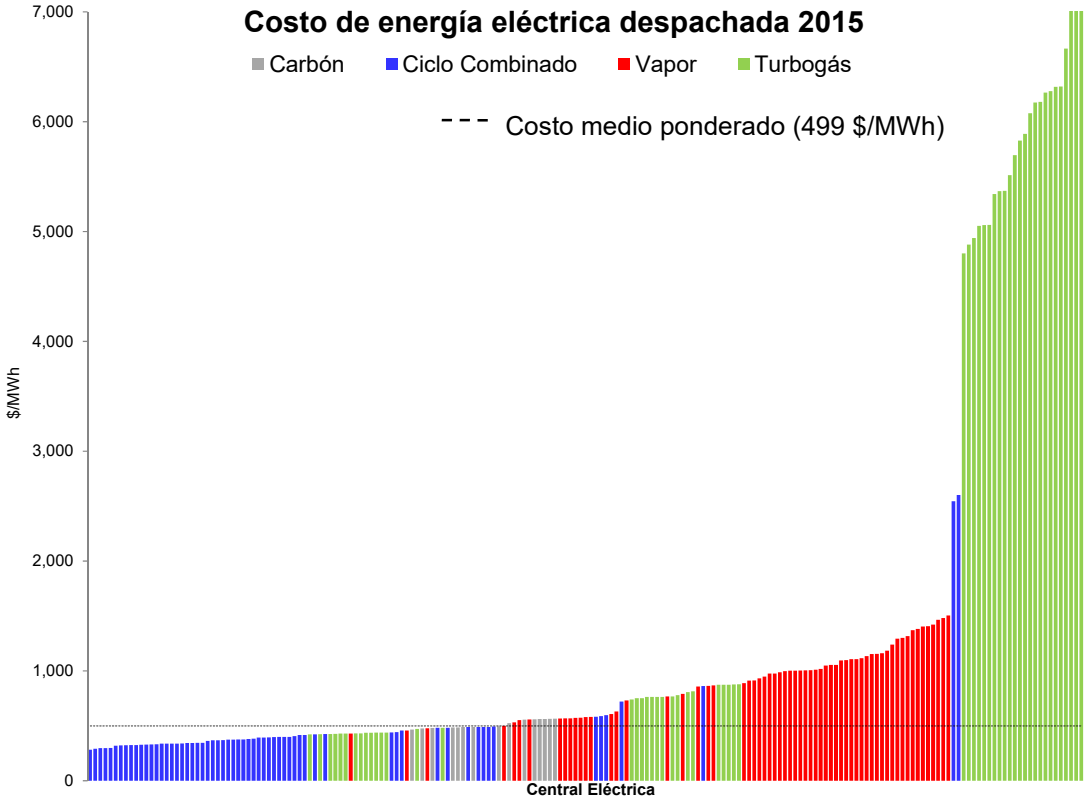
Fuente: Precios promedio ponderados del despacho de carga.

Para una misma unidad de energía producida (MMBTU) en diciembre de 2015, los precios del diésel y el combustóleo resultaron 7.4 y 1.1 veces más altos, respectivamente, que el precio del gas natural. De forma similar, el carbón importado y el carbón nacional fueron 40.9% y 10.7% respectivamente más caros que el gas natural.

Costos variables de las Centrales

El Orden de mérito o costo incremental por unidad generadora se refiere a la asignación del nivel de generación de unidades que minimice el costo variable de generación del sistema. A manera de ejemplo, el costo de energía eléctrica despachada en diciembre de 2015 se presenta en la Gráfica 36.

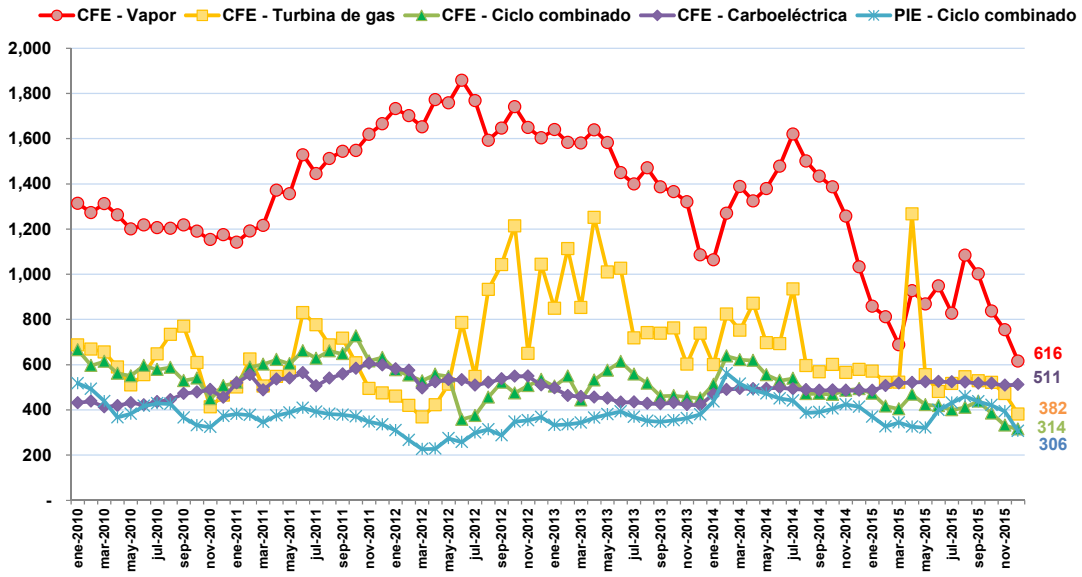
Gráfica 36. Costo de energía eléctrica despachada 2015



Fuente: **SENER** con datos de CENACE.

Además del costo de combustibles, la tecnología y el operador de la unidad generadora son dos variables determinantes del costo de operación. Por ejemplo, en la Gráfica 37 se muestra que, en promedio, en diciembre de 2015 los PIE tuvieron un costo de 306 pesos por MWh, mientras que para la CFE este costo fue de 314 pesos por MWh, 2.7% superior al costo de los PIE.

Gráfica 37. Costo variable de la energía despachada por el CENACE
(Pesos por MWh)

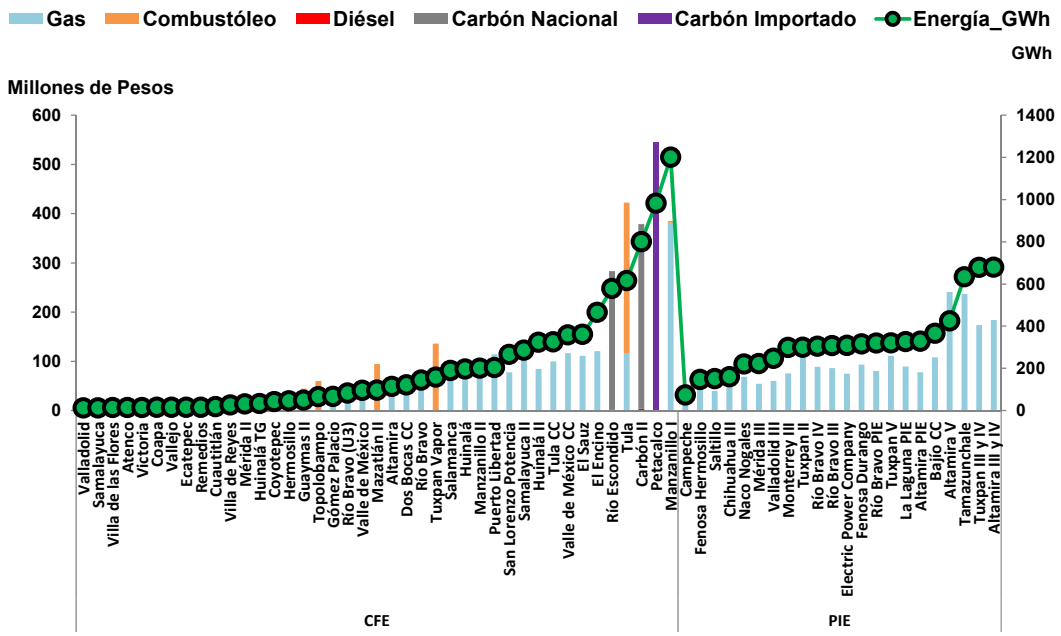


Fuente: SENER con información de CENACE.

En la Gráfica 38 se presenta el costo total de energía por planta (millones de pesos) y energía despachada en diciembre de 2015 (GWh), donde se puede observar lo siguiente:

- La posición relativa entre la gráfica de energía despachada (línea) y la del costo total (barras) muestra que las plantas que operan con gas natural y carbón tienen un costo por GWh notablemente menor al de las plantas con combustóleo y diésel. Por ejemplo, en el caso de las plantas que usan gas natural, la línea de energía se encuentra generalmente por encima de cada barra.
- En el caso de las plantas operadas por los PIE la diferencia entre ambas gráficas es mayor que en aquellas operadas por CFE.

Gráfica 38. Costo total de energía por planta (millones de pesos) y energía despachada en 2015 (GWh)

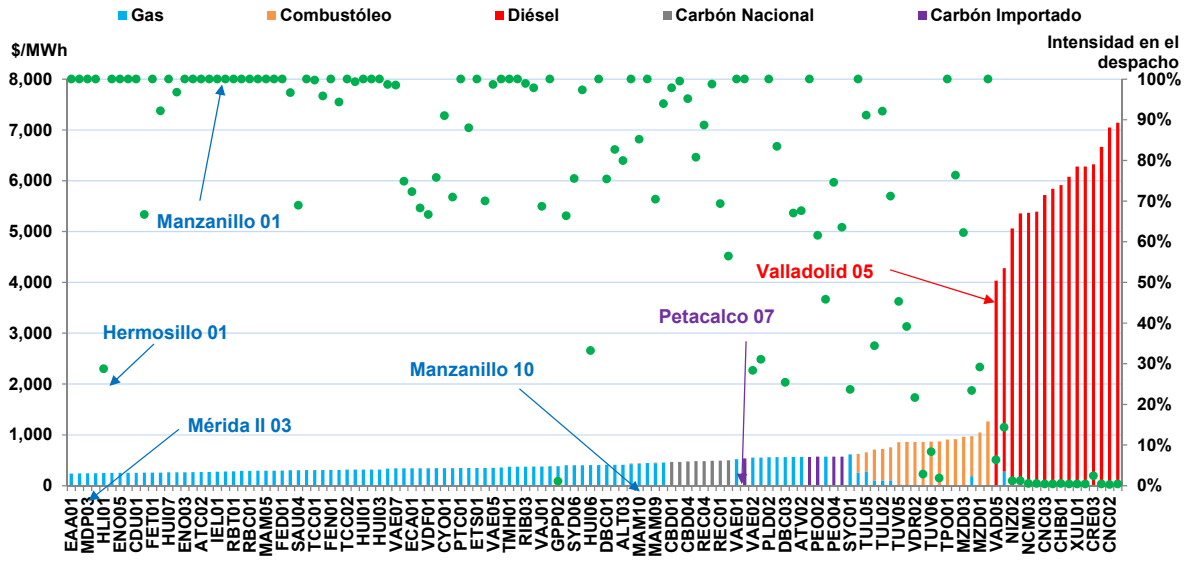


Fuente: SENER con información de CENACE.

En la Gráfica 39 se presenta nuevamente el costo incremental, pero ahora por unidad generadora ($/MWh) y factor de intensidad en el despacho (%), donde destacan los siguientes puntos:

- En la gráfica de barras se muestra nuevamente el costo de operación por MWh despachado, pero esta vez los puntos verdes muestran la intensidad en el despacho medido como el porcentaje de la energía despachada con respecto a la potencia promedio reportada por CFE. De esta manera, las unidades sobre la línea de 100% se utilizaron de forma constante, mientras que aquellas con un factor de intensidad cercano a cero estuvieron prácticamente detenidas.
- Las unidades que operaron con gas natural y carbón resultaron ser las de menor costo y por ende tuvieron una mayor intensidad en el despacho, mientras que las unidades que utilizaron diésel y que tienen mayores costos por MWh prácticamente estuvieron inactivas.
- Cabe hacer notar el uso intensivo de las plantas a base de combustóleo a pesar de su mayor costo.

Gráfica 39. Costo incremental por unidad generadora ($/MWh) y factor de intensidad en el despacho en diciembre de 2015 (%).



Fuente: SENER con información de CENACE.

FACTOR DE INTENSIDAD EN EL DESPACHO

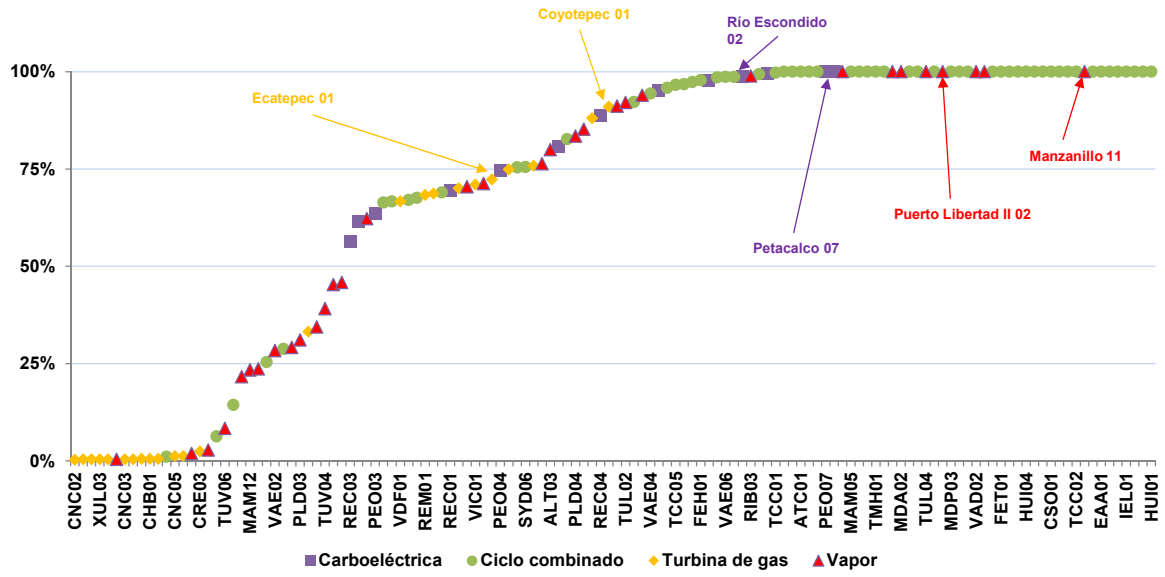
En la Gráfica 40 se presenta el Factor de Intensidad en el Despacho, que se define como el porcentaje de la energía despachada respecto a la potencia promedio de cada unidad.

- Las unidades con un factor de intensidad del despacho cercano a 100% son las que operaron de forma ininterrumpida, mientras que aquellas con un factor cercano a cero prácticamente no se usaron.

- En cuanto a las unidades de ciclo combinado y turbogás existe una tendencia clara en su factor de intensidad. Por ejemplo, la mayoría de las unidades de ciclo combinado funcionaron de forma ininterrumpida, mientras que buena parte de las unidades turbogás prácticamente no participaron en la energía despachada.

- En cambio, las unidades con ciclo de vapor y las que operan con carbón se encuentran menos concentradas, lo cual sugiere que otras variables además de la tecnología son las que determinan su intensidad de uso.

Gráfica 40. Factor de Intensidad en el Despacho en diciembre de 2015 (%)



Fuente: SENER con información de CENACE.

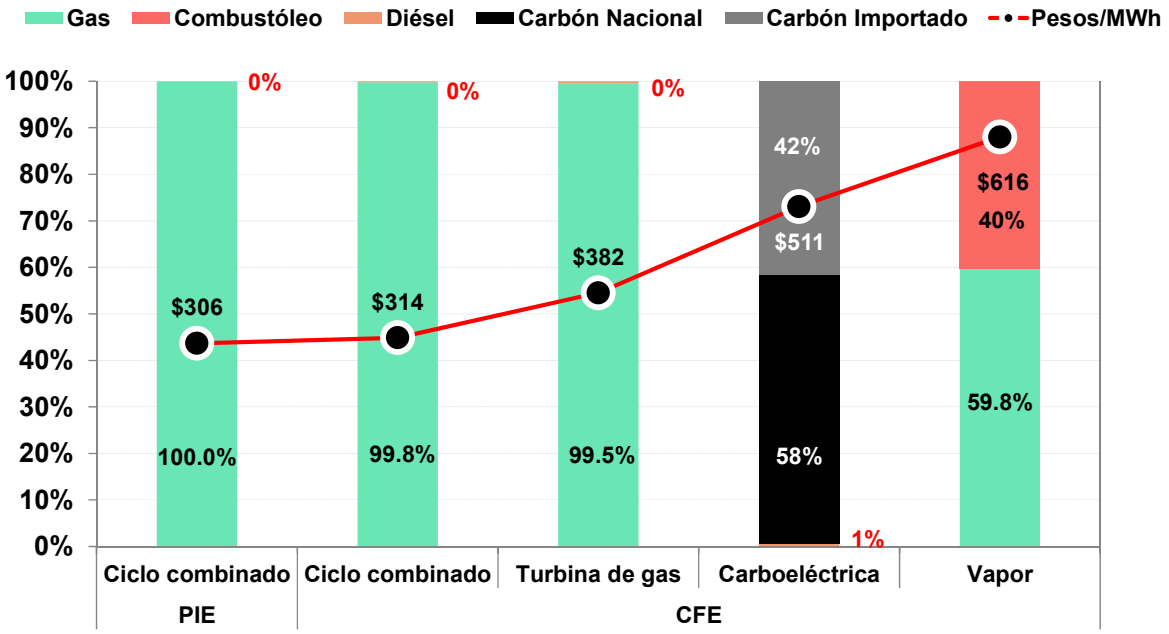
En el despacho económico, el costo variable de la energía despachada está en función de la tecnología, el operador y el combustible empleado (véase Gráfica 41).

- El costo promedio ponderado de la energía despachada dentro del SIN en diciembre de 2015 fue de $382.8 / MWh.

- Las centrales más económicas fueron las CC de PIE con $306 por MWh, en segundo lugar los CC de CFE con $314 por MWh, en tercer lugar las plantas turbogás con $382 por MWh, en cuarto lugar las carboeléctricas con $511 por MWh y en último lugar las de ciclo de vapor con $616 por MWh.

- El costo de las unidades con ciclo de vapor (pueden usar gas natural o combustóleo) se redujo 18.3% en diciembre respecto a noviembre de 2015, debido principalmente al incremento en el uso de gas natural para generación en esta tecnología y a la baja de 16.9% y 0.3% en los precios del gas natural y del combustóleo.

Gráfica 41. Costo ponderado de la energía despachada (Pesos por MWh)
y participación de los combustibles en la generación (%)



Fuente: SENER con información de CENACE.

En la Gráfica 42 se presenta la energía despachada por el CENACE durante los doce meses de 2015, donde se puede apreciar lo siguiente:

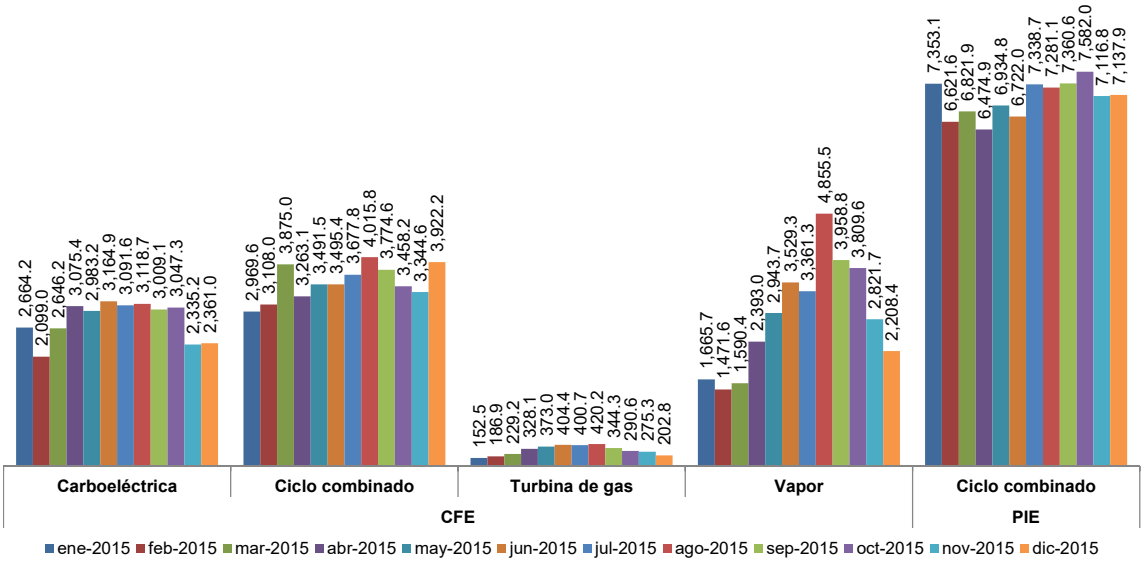
- Durante los 12 meses de 2015, las unidades con tecnología de ciclo combinado operadas por PIE muestran la mayor participación en el total de energía despachada.

- Los ciclos combinados de CFE siguieron en importancia dentro de la energía despachada, excepto en los meses de junio, agosto, septiembre y octubre de 2015 donde fueron superados por la generación de las centrales termoeléctricas convencionales (con ciclo de vapor).

- En diciembre de 2015 las centrales termoeléctricas convencionales (con ciclo de vapor) disminuyeron su generación en 21.7% respecto al mes previo.

- Las plantas turbogás se mantuvieron con una contribución marginal a la generación mensual total. Por su parte, en diciembre de 2015 las carboeléctricas aumentaron su nivel de generación 1.1% en relación con el mes previo.

Gráfica 42. Energía despachada por el CENACE en 12 meses de 2015 GWh



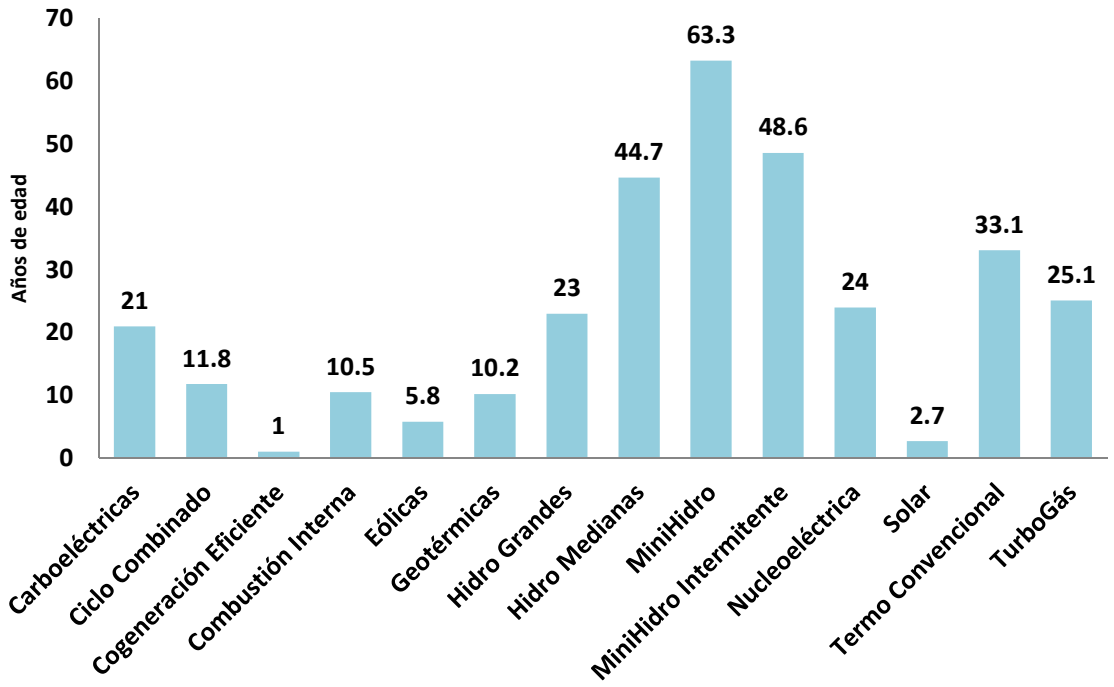
Fuente: SENER con información de CENACE.

EDAD DE LAS CENTRALES

Se presenta en la Gráfica 43 la edad promedio las centrales que constituyen el parque de generación del país.

Al cierre de 2015, las centrales con más antigüedad son las Hidroeléctricas pequeñas (Minihidro) con 63.3 años, seguidas de las Hidroeléctricas intermitentes con 48.6 años y las Hidro Medianas con 44.7 años.

Gráfica 43. Edad promedio de las Centrales Eléctricas.



Fuente: SENER con información de CFE y CRE.

Adiciones y retiros de capacidad instalada en 2015

Durante 2015 la capacidad neta efectiva de generación de la CFE y PIE aumentó 477.61 MW. Dicho aumento es el resultado de una adición de 788.75 MW (CFE 686.75 MW y PIE 102 MW), y un retiro de 311.14 MW, conforme se indica a continuación:

Adiciones de capacidad:

- 393 MW de la nueva Central Cogeneración Salamanca (TG) (Guanajuato), a partir del 26 de enero de 2015.
- 110 MW de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (Veracruz), a partir del 1 de enero de 2015.
- 5 MW de la Central de Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia (Puebla), a partir del 1 de febrero de 2015.
- 53.4 MW de la Central Geotermoeléctrica Los Azufres (Michoacán), a partir del 1 de marzo de 2015.
- 1.06 MW de la Central Hidroeléctrica Portezuelos II (Puebla), a partir del 1 de abril de 2015.
- 24 MW de la Central Hidroeléctrica Tepexic (Puebla), a partir del 1 de abril de 2015.
- 18 MW de la nueva Unidad Móvil de Emergencia turbojet (turbogás) UME-05, a partir del 2 de junio de 2015.
- 19 MW de la nueva Unidad Móvil de Emergencia turbojet (turbogás) UME-06, a partir del 2 de junio de 2015.
- 10 MW de la nueva Unidad Móvil de Emergencia turbogás UME-07, a partir del 10 de junio de 2015.
- 10 MW de la nueva Unidad Móvil de Emergencia turbogás UME-08, a partir del 10 de junio de 2015.
- 102 MW de la nueva Central Eoloeléctrica La Mata (**PIE**) (Oaxaca), a partir del 13 de junio de 2015.
- 26.8 MW de la Central Geotermoeléctrica Humeros (Puebla), a partir del 7 de julio de 2015.
- 11.691 MW de la Central de Ciclo Combinado Huinalá II (Monterrey II) (Nuevo León), a partir del 1 de septiembre de 2015.
- 4.8 MW de tres nuevas Unidades Móviles de Emergencia de combustión interna (UME-18, UME-19 y UME-20), a partir del 1 de octubre de 2015.

Retiros de capacidad:

- 14 MW de la Central Turbogás Ciudad Obregón (Sonora), a partir del 1 de febrero de 2015. Posteriormente, el 1 de septiembre de 2015, se dio de baja de manera total.
- 5 MW de la Central de Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia (Puebla), a partir del 1 de febrero de 2015. Las unidades 3 y 4 disminuyeron –cada una– 2.5 MW, pasando de 133 MW a 130.5 MW.
- 20 MW de la Central Geotermoeléctrica Los Azufres (Michoacán), a partir del 1 de marzo de 2015. Las unidades 3, 4, 5 y 9 disminuyeron –cada una– su capacidad efectiva de 5 MW a cero MW. Todavía se tiene el activo contable de estas 4 unidades.

- 6.15 MW de 16 Unidades Móviles de Emergencia de combustión interna y 1 Unidad Móvil de Emergencia turbogás, las cuales quedan dadas de baja totalmente.
- 109 MW de la Central Hidroeléctrica Necaxa (Puebla), a partir del 1 de diciembre de 2015, debido a que esta Central dejó de estar en comodato por la SDG.
- 37 MW de la Central Hidroeléctrica Patla (Puebla), a partir del 1 de diciembre de 2015, debido a que esta Central dejó de estar en comodato por la SDG.
- 39 MW de la Central Hidroeléctrica Tepexic (Puebla), a partir del 1 de diciembre de 2015, debido a que esta Central dejó de estar en comodato por la SDG.
- 74 MW de la Central Hidroeléctrica Lerma (Tepuxtepec) (Michoacán), a partir del 1 de diciembre de 2015, debido a que esta Central dejó de estar en comodato por la SDG.
- 6.99 MW de la Central Hidroeléctrica Alameda (Estado de México), a partir del 1 de diciembre de 2015, debido a que esta Central dejó de estar en comodato por la SDG.

Permisos otorgados por la CRE a permisionarios

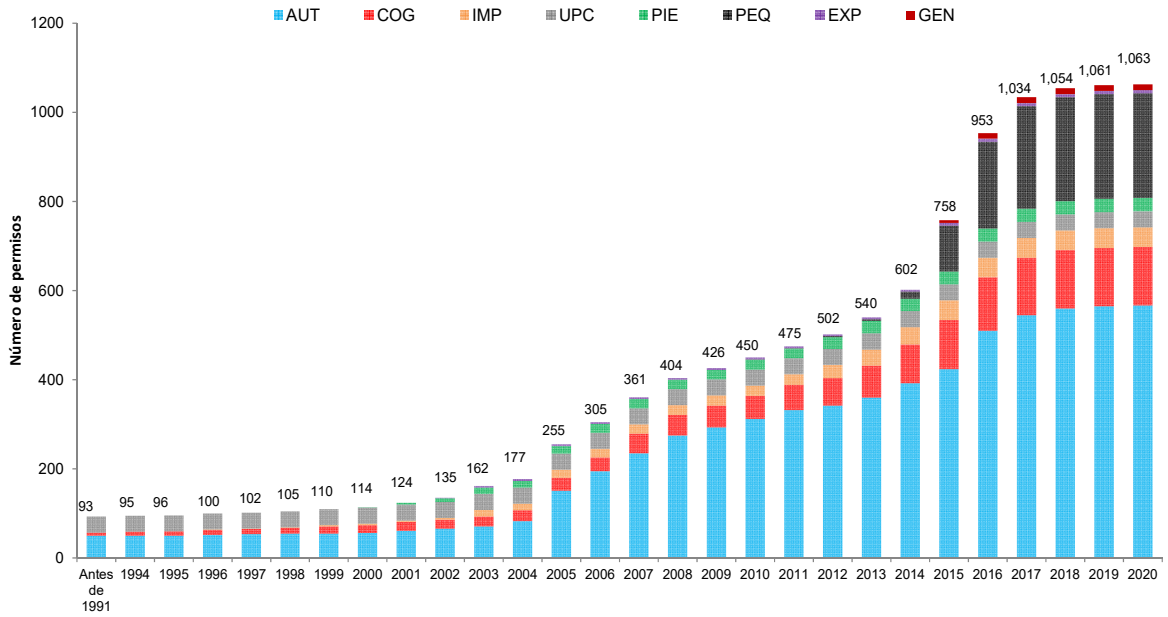
Un permisionario es el titular de un permiso de generación, exportación o importación de energía eléctrica otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Los permisos otorgados por la CRE han permitido a los permisionarios participar en actividades que no se consideraban servicio público según la antigua Ley del Servicio Púbico de Energía Eléctrica, otorgados en su oportunidad bajo las modalidades de Autoabastecimiento, Cogeneración, Producción Independiente, Pequeña Producción, Exportación, Importación y Usos Propios Continuos.

La Ley de la Industria Eléctrica, publicada en el DOF el pasado 11 de agosto de 2014, permite la participación pública y privada en la generación de energía eléctrica en un ambiente de libre competencia, 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.

Número de permisos otorgados por la CRE

La Gráfica 44 muestra el número de permisos acumulado por año de entrada en operación, otorgados por la CRE por modalidad de permisionario para el periodo 1991-2020.

Gráfica 44. Número de permisos acumulados por año de entrada de operación.



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

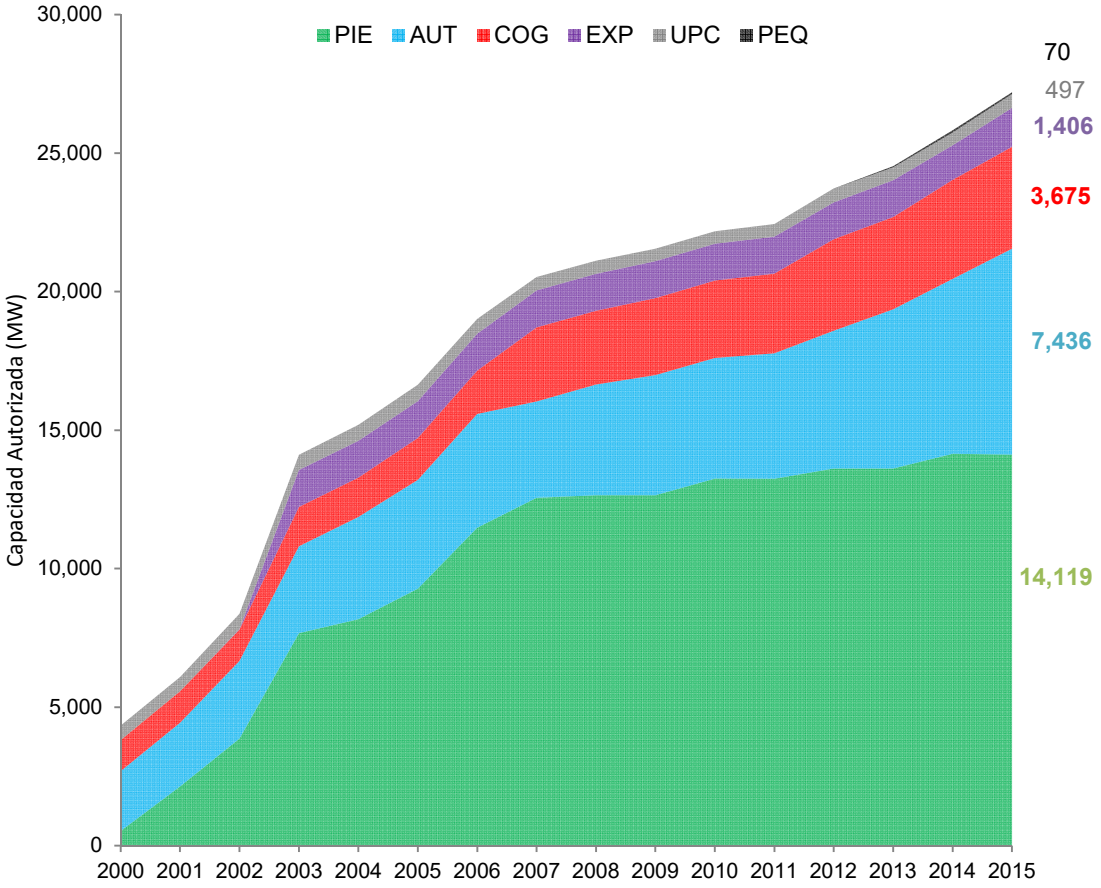
Se observa un notorio crecimiento de los permisos otorgados por la CRE a raíz de la aprobación y promulgación de la Reforma Energética (diciembre de 2013), al pasar de 540 permisos en 2013 a 1,063 permisos en 2020. Los crecimientos más significativos se registraron en las modalidades de AUT, PEQ y COG, cuyos proyectos entrarán en operación durante los próximos cinco años.

Capacidad autorizada por la CRE a permisionarios

La capacidad autorizada a permisionarios durante el periodo 2000-2015 se ha incrementado a una tasa media de crecimiento anual de 13% en los últimos quince años.

En 2015, la capacidad autorizada a permisionarios alcanzó 27,204 MW, de los cuales correspondió el 51.9% a PIE, el 27.3% a AUT, el 13.5% a COG, el 5.2% a EXP, el 1.8% a UPC y el 0.3% a PEQ (véase Gráfica 45).

Gráfica 45. Evolución de la capacidad autorizada a permisionarios sin IMP (27,204 MW en 2015).

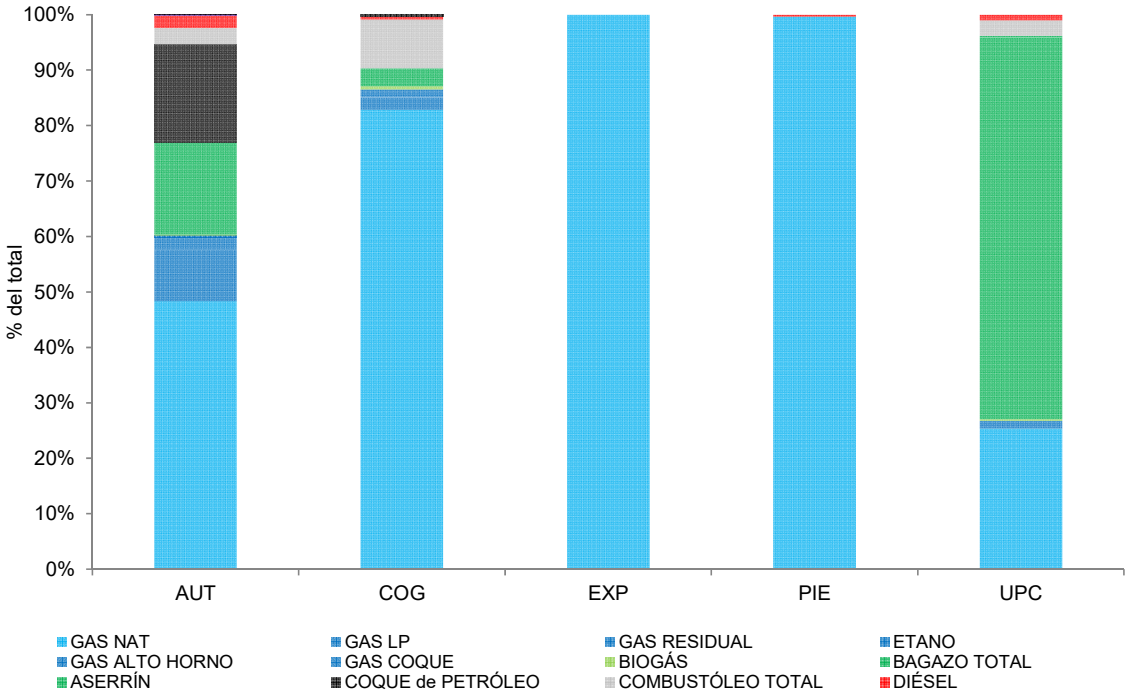


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

En 2015 la participación del consumo de combustibles por parte de los permisionarios fue como se muestra en la Gráfica 46.

Gráfica 46. Consumo de combustibles por permisionario 2015.



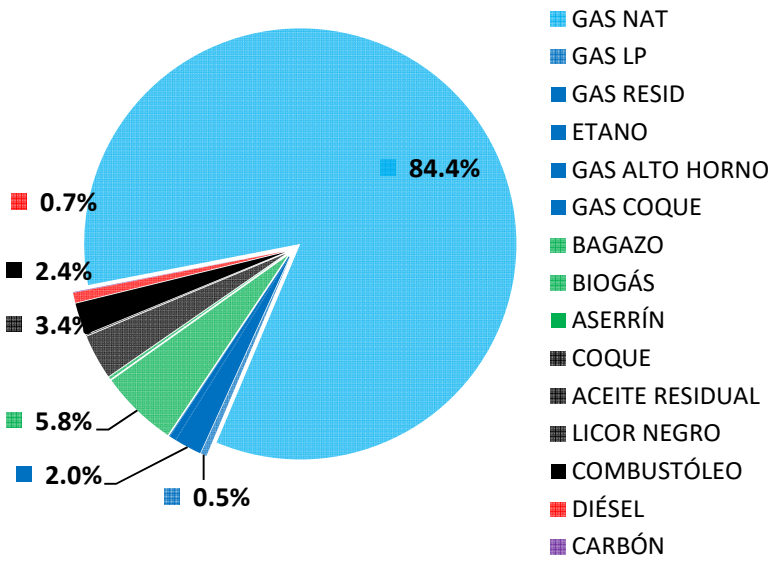
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

Durante 2015, los permisionarios PIE y EXP emplearon prácticamente solo gas natural, ya que la mayor parte de sus centrales cuentan con tecnología de ciclo combinado que utilizan este energético, y una mínima parte son plantas eoloeléctricas.

Los permisionarios de AUT consumieron el 83% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte con gas natural y coque de petróleo, seguido de bagazo de caña, gas residual y gas de alto horno. Tanto los permisionarios de AUT y UPC concentran a la mayoría de los ingenios, por lo que el área verde representa biocombustibles principalmente bagazo de caña.

En 2015, el consumo de combustibles de los permisionarios tuvo la siguiente distribución: 87.4% fue de gas (84.4% gas natural, 2% gas residual, 0.45% gas LP, 0.05% gas coque y 0.47% gas de alto horno), y el restante 12.6% fue de otros combustibles (3.36% coque de petróleo, 6% biocombustibles y 3.25% otras Fuentes fósiles no gaseosas), véase Gráfica 47.

Gráfica 47. Distribución del consumo de combustibles de permisionarios en 2015. (MMBTU)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

3. DESEMPEÑO DEL SISTEMA

Balance de electricidad para servicio público 2015

En 2015, la generación bruta para servicio público (CFE+PIE) fue de 262,781 GWh, de los cuales 9,405 GWh (3.6%) se destinaron a usos propios de generación, lo que dio como resultado una generación neta de 253,360 GWh. A este nivel neto de energía se adicionaron las importaciones por 1,650 GWh, el autoabastecimiento remoto por 27,628 GWh y la puesta en servicio de centrales por 306 GWh, para llegar a un total de energía disponible de 282,960 GWh.

Del total de energía disponible, el 14.4% (40,912 GWh) correspondió a las pérdidas de energía en transmisión y distribución y el 0.9% (2,654 GWh) a usos propios en ese mismo proceso, para llegar a un volumen de energía entregada de 239,394 GWh.

La estructura de la energía entregada fue como sigue: el 75.4% se destinó a ventas internas (43.4% al sector industrial, 28.4% a los sectores residencial, comercial y servicios públicos y 3.6% al sector agropecuario), el 8.4% a autoabastecimiento remoto y el 0.8% a exportaciones de energía (véase Tabla 6).

Tabla 6. Balance de electricidad servicio público 2015 (GWh) *

Concepto		Energía (GWh)	%
Generación Bruta (CFE y PIE)		**262,781**	
	Usos Propios de Generación	9,405	
Generación Neta		**253,376**	
	Importación	1,650	
	Autoabastecimiento Remoto	27,628	
	Puesta en Servicio	306	
Energía Disponible		**282,960**	**100.0**
	Pérdidas en Transmisión y Distribución	40,912	14.4
	Usos Propios de Transmisión y Distribución	2,654	0.9
Energía Entregada		**239,394**	**84.6**
	Ventas internas:	213,349	75.4
	Industrial	122,799	43.4
	Residencial, comercial y público	80,491	28.4
	Agropecuario	10,059	3.6
	Exportación	2,195	0.8
	Autoabastecimiento remoto	23,850	8.4

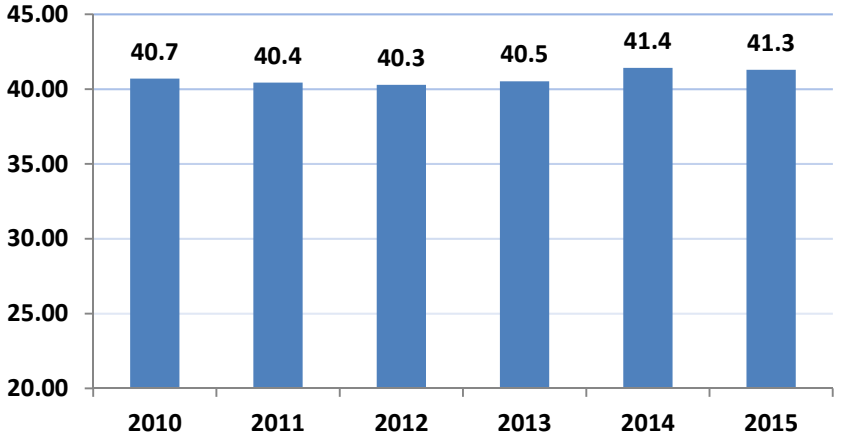
* Información preliminar
Fuente: Secretaría de Energía

Eficiencia del proceso termoeléctrico

Este indicador mide la relación porcentual de la generación bruta de energía eléctrica respecto a la energía térmica de los combustibles para la producción de vapor que mueve las turbinas de las unidades generadoras de las centrales termoeléctricas base propiedad de la CFE y los Productores Independientes de Energía (PIE).

La Eficiencia del Proceso Termoeléctrico de Centrales Base de la CFE más PIE aumentó 0.6 puntos porcentuales, al pasar de 40.7% en 2010 a 41.3 en 2015, aunque en este último año observó una reducción de 0.1 puntos porcentuales en relación a 2014 (véase Gráfica 48).

Gráfica 48. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico
Centrales Base de CFE más PIE (%)

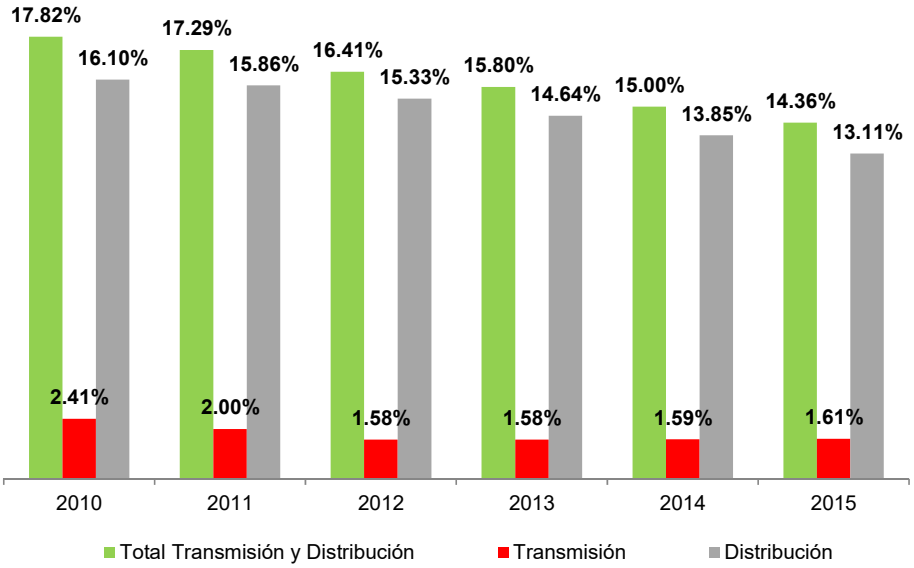


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía representan uno de los principales retos de la CFE por su alto valor económico y porque son uno de los indicadores de eficiencia y competitividad de la empresa. La Gráfica 49 muestra la evolución que este indicador ha tenido en los últimos seis años.

Gráfica 49. Pérdidas anuales de energía



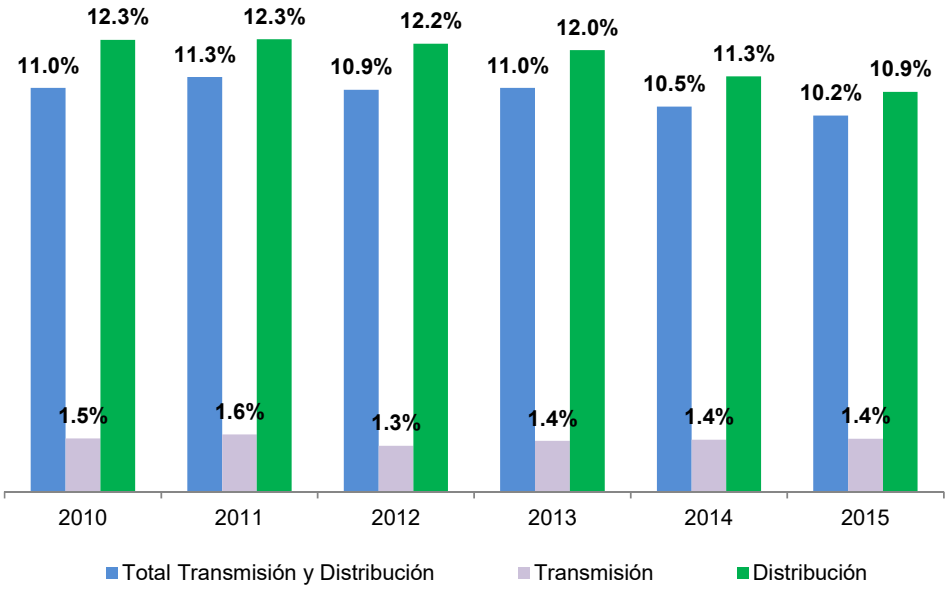
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Se puede observar que el indicador de pérdidas de energía ha mostrado una tendencia favorable a la baja durante el periodo 2010-2015, con reducciones en el periodo de 3.46 puntos porcentuales en el proceso total de transmisión y distribución, de 2.99 puntos porcentuales en el proceso de distribución y de 0.8 puntos porcentuales en el proceso de transmisión.

En 2015, las pérdidas totales de energía eléctrica en el proceso de transmisión y distribución se ubicaron en 14.36% del total de la energía recibida. La mayor parte se originó en el proceso de distribución con 13.11% y, en menor medida, en el proceso de transmisión con 1.61%.

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 de energía en distribución fueron de 10.9% en 2015, mientras que en las instalaciones de la zona centro –aquellas que pertenecieron a la extinta LyFC – las pérdidas alcanzaron 23.31% en el mismo año (véase Gráfica 50).

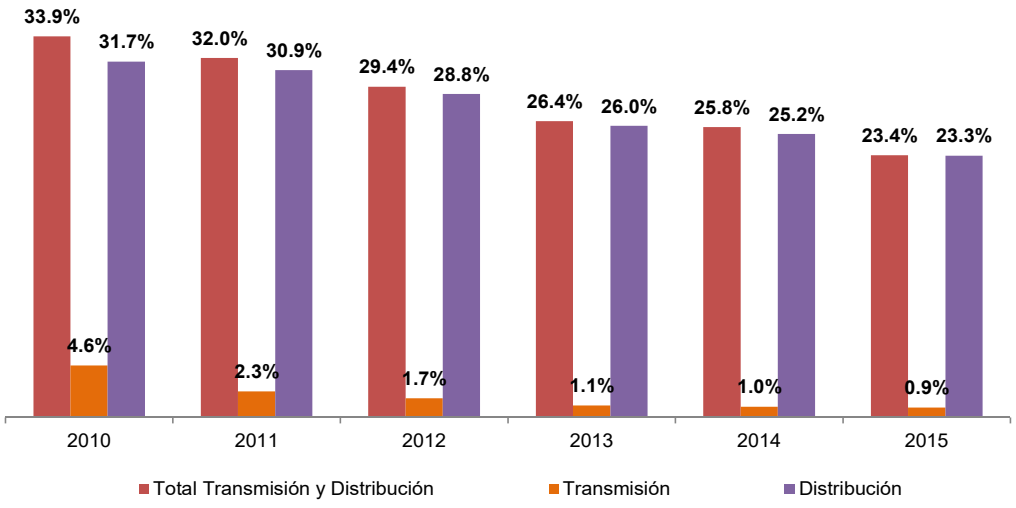
Gráfica 50. Pérdidas anuales de energía
CFE (sin zona centro)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

A raíz de la extinción de LyFC en octubre de 2009, la CFE tomó control de la Zona Centro (hoy tres divisiones Valle de México) y heredó un alto nivel de pérdidas de energía en esta zona, derivado en su mayor parte de usos ilícitos de la energía eléctrica, habiendo alcanzado su máximo nivel de 33.9% en 2010. A partir de entonces, la CFE ha llevado a cabo una serie de acciones y medidas que han permitido reducir gradualmente el nivel de pérdidas de energía, las cuales se vieron reducidas en 9.5 puntos porcentuales, para ubicarse en 23.4% al cierre de 2015, como se indica en la Gráfica 51.

Gráfica 51. Pérdidas anuales de energía
Zona Ex - LyFC

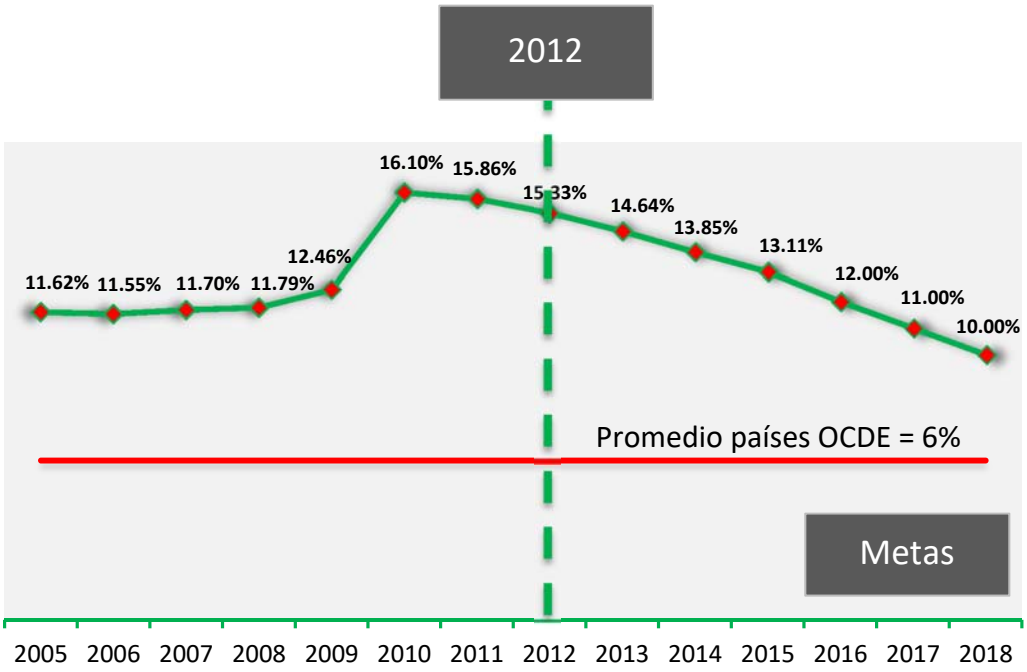


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Pérdidas de energía eléctrica en distribución

Por su importancia, se muestra la evolución que han tenido las pérdidas de energía exclusivamente en el proceso de distribución durante el periodo 2005-2015, así como las metas que la CFE se ha fijado para 2016, 2017 y 2018 (ver Gráfica 52).

Gráfica 52. Evolución de las Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

En 2010, el índice de pérdidas de energía en distribución mostró un incremento de 3.64 puntos porcentuales en relación con el año previo, equivalentes a 15,510 GWh. Este incremento corresponde al periodo en el que la CFE comenzó a operar la Zona Central que era atendida por la extinta LyFC. Desde entonces, la CFE ha disminuido anualmente el porcentaje de pérdidas de energía en distribución en cerca de un punto porcentual.

En 2015, el indicador de pérdidas de energía en distribución se ubicó en 13.11% del total de la energía recibida, lo que equivale a 36,374 GWh con un valor de 42,246 millones de pesos. En este mismo año, dicho indicador disminuyó 0.74 puntos porcentuales en relación con 2014, lo que representa 812 GWh con un valor de 1,343 millones de pesos. Esta reducción fue posible gracias a la implementación de programas especiales para la reducción de ilícitos y de ajustes a la facturación por verificación de servicios.

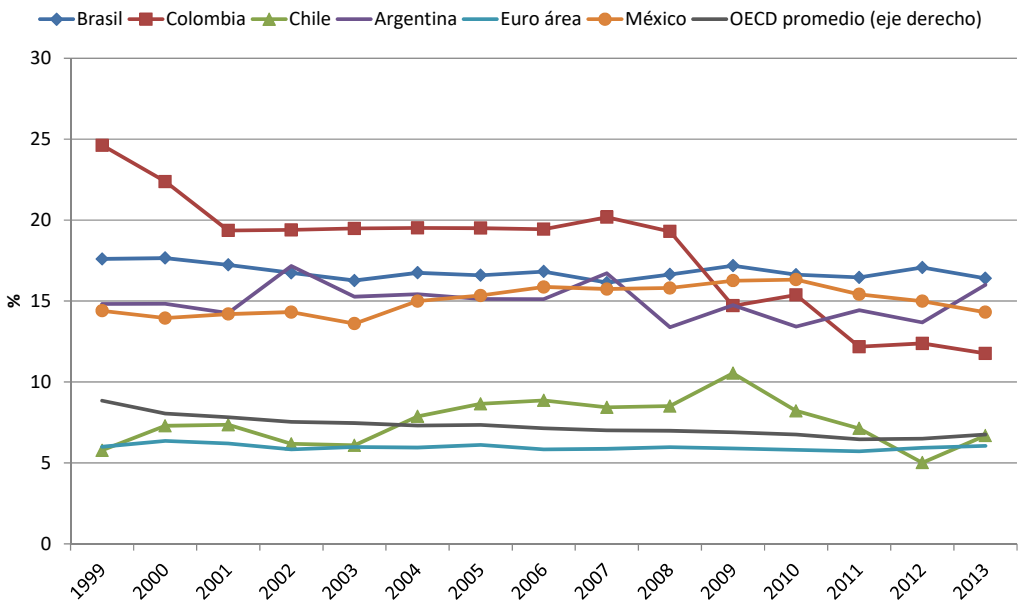
Del porcentaje de pérdidas de energía en distribución al cierre de 2015, el 5.95% correspondió a pérdidas técnicas equivalentes a un volumen de 16,509 GWh con un valor de 14,716 millones de pesos, y el restante 7.16% correspondió a las pérdidas no técnicas, que implicaron un volumen de 19,864 GWh con un valor de 27,530 millones de pesos.

El compromiso de la CFE es seguir trabajando en las áreas de transmisión y distribución para alcanzar niveles de pérdidas de entre 10 y 11% para 2018, lo que sentará las bases sólidas para alcanzar, en un futuro no muy lejano, niveles de pérdidas totales de energía de entre 6 y 7%, equiparables a los que tienen la mayoría de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

Comparación de pérdidas totales OCDE, Zona Euro y Latinoamérica

En la Gráfica 53 se muestra la evolución que han tenido las pérdidas en el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica como porcentaje del total generado para el promedio OCDE, Zona Euro y países latinoamericanos, entre ellos México.

Gráfica 53. Pérdidas de Transmisión y Distribución de la energía eléctrica
(% del total generado)



Fuente: Banco Mundial - World Development Indicators.

En el curso de 15 años, Colombia ha sido el país que marginalmente ha observado la reducción más alta de pérdidas de energía en su proceso de transmisión y distribución, habiendo pasando su indicador de 25.0% en 1999 a 11.8% en 2013; le sigue el promedio de la OCDE que redujo su nivel de pérdidas de 8.9% en 1999 a 6.8% en 2013.

En contraste, en países como Argentina y Chile que históricamente han registrado altibajos más pronunciados en su respectivo indicador, se observa que los niveles de pérdidas de energía en el proceso de transmisión y distribución fueron mayores en 2013 que en 1999. Los países de la Zona Euro pasaron de tener pérdidas de 6% en 1999 a 6.1% en 2013 y Argentina pasó de un 14.8% en 1999 a un 16.0% en 2013.

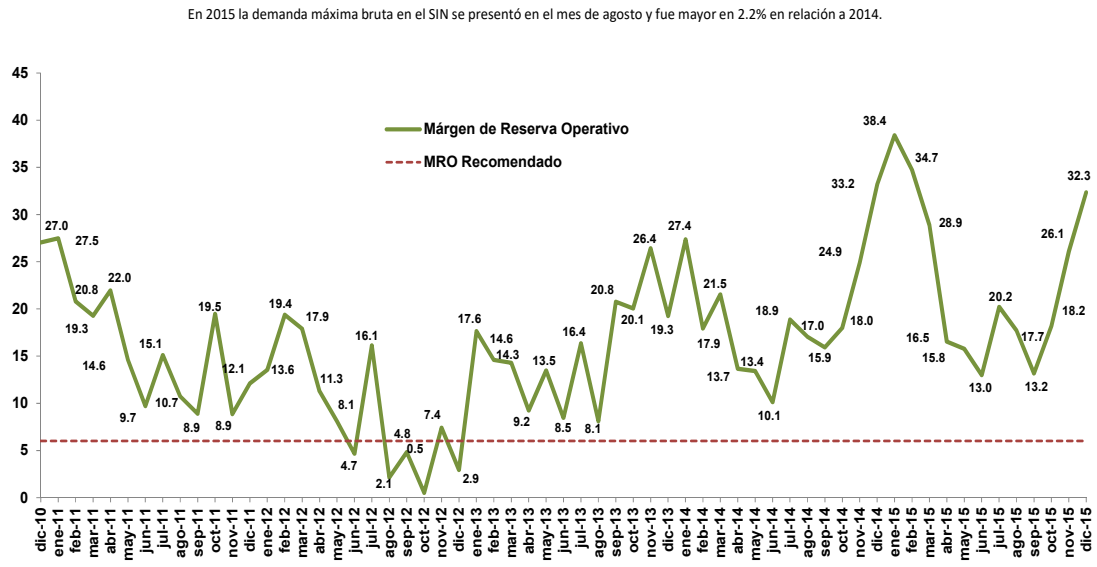
En el caso de México y con base en la misma **Fuente** de información, las pérdidas de energía en transmisión y distribución observaron una tendencia generalmente a la alza de 1999 hasta 2010, año este último en que alcanzaron su máximo nivel, para después declinar progresivamente hasta ubicarse el indicador en 14.3% al concluir 2013, porcentaje que resulta inferior a los niveles de Brasil y Argentina, pero muy por arriba del promedio de la OCDE, la Zona Euro, Chile y Colombia.

Margen de Reserva Operativo

El Margen de Reserva Operativo (MRO) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se determina tomando en cuenta la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) dividida entre la demanda máxima bruta coincidente en el SIN (demanda máxima integrada del sistema más las exportaciones). El aumento en este indicador implica una mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. El MRO anual se calcula con base en la demanda máxima bruta coincidente en el SIN, teniendo en cuenta la hora, mes y año en que se presenta.

En la Gráfica 54 se presenta la evolución mensual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de diciembre de 2010 a diciembre de 2015.

Gráfica 54. Margen de Reserva Operativo Mensual (%)
en el Sistema Interconectado Nacional durante 2010 - 2015



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

La evolución del Margen de Reserva Operativo en el SIN ha mostrado fluctuaciones mensuales importantes, generalmente por arriba del nivel mínimo recomendado de 6%, con excepción del periodo de junio a diciembre de 2012, en el que se presentaron algunas fluctuaciones por debajo del nivel recomendado.

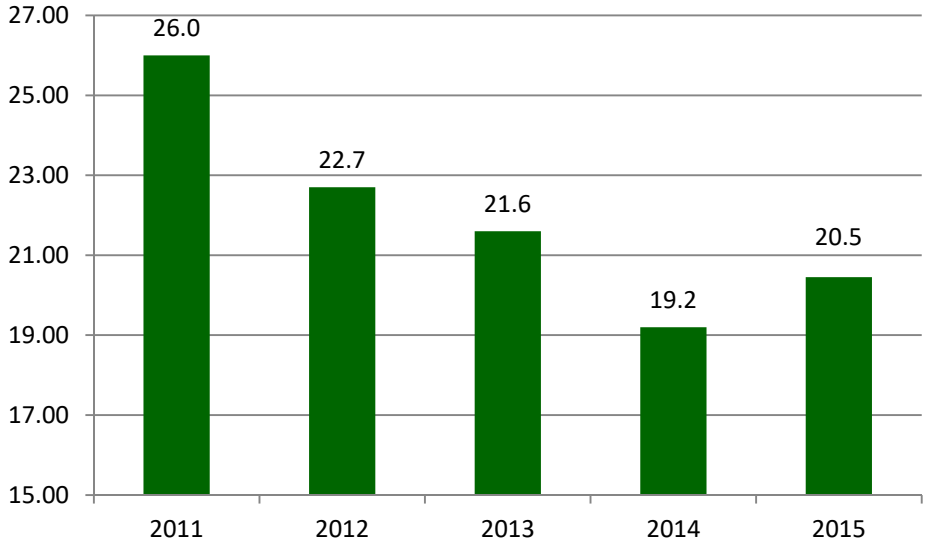
En 2015, MRO anual en el SIN se situó en 17.7% y se presentó en el mes de agosto de ese año, con un incremento de 7.6 puntos porcentuales respecto al MRO de 10.1% observado en el mes de junio de 2014.

Margen de Reserva

En 2010, la entonces Junta de Gobierno de CFE aprobó una nueva metodología para el cálculo del Margen de Reserva anual 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 anual.

La Gráfica 55 muestra la evolución que ha tenido el Margen de Reserva anual con base a la nueva metodología antes señalada.

Gráfica 55. Margen de Reserva Anual
(Nueva Metodología, %)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

El Margen de Reserva anual con esta metodología presentó una tendencia descendente durante el periodo 2011-2014, pero repuntó para situarse en 20.5% en agosto de 2015, con un incremento de 1.3 puntos porcentuales en relación con el registrado en 2014 (19.2%).

4. INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Evolución de kilómetros de líneas

Al cierre de 2015, la red de transmisión y distribución a nivel del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó una longitud de 879,878 km, con una TMCA de 1.3% en el periodo 2010-2015 y un aumento de 5,907 km (0.7%) en relación a 2014 (véase Tabla 7).

Tabla 7. Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 2010-2015
(Kilómetros)

	Datos anuales						TMCA
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	%
SEN	**824,065**	**845,201**	**853,490**	**864,863**	**873,971**	**879,878**	**1.3**
CFE	**748,399**	**758,758**	**766,575**	**776,373**	**785,541**	**795,379**	**1.3**
400 KV	22,272	22,880	23,627	23,636	23,641	24,307	2.5
230 KV	27,317	26,867	26,682	26,998	27,543	27,172	-0.4
161 KV	549	549	549	550	550	522	-0.8
138 KV	1,477	1,485	1,485	1,503	1,532	1,608	1.5
115 KV	42,358	43,821	43,614	45,231	46,115	46,148	1.5
85 KV	83	201	143	142	156	156	12.5
69 KV	2,982	2,946	2,921	2,948	2,778	2,745	-1.4
34.5 KV	72,808	73,987	75,184	76,185	77,027	79,413	1.7
23 KV	31,161	31,665	32,137	32,624	33,170	33,571	1.5
13.8 KV	293,323	296,984	300,427	304,152	308,123	311,857	1.3
6.6 KV	221	221	209	209	129	67	-17.8
Baja tensión	253,848	257,152	259,599	262,195	264,777	267,813	**1.2**
Ex. LyFC	**75,666**	**86,443**	**86,915**	**88,489**	**88,431**	**84,499**	**2.1**

Nota. Los totales pueden no coincidir por el redondeo de cifras.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la Comisión Federal de Electricidad.

Redes de Transmisión y subtransmisión

Conforme al artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica, la Red Nacional de Transmisión es un Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía. En México, se considera transmisión al rango de tensión entre 230 kilovolts (kV) y 400 kV y subtransmisión al rango de tensión entre 69 kV y 161 kV.

En 2015, la red de transmisión de la CFE estaba integrada por líneas con una longitud de 51,479 km (5.9% de red total a nivel del SEN) en un rango de tensión entre 230 y 400 kV. Adicionalmente, la CFE contaba en comodato, dentro de la zona Central, con líneas de transmisión cuya longitud ascendía a 1,737 km en igual rango de tensión.

Por su parte, la red subtransmisión de la CFE estaba integrada por líneas con una longitud de 51,179 km (5.8% del total a nivel del SEN) en rango de tensión entre 69 y 161 kV. En el caso de la zona Central, cabe señalar que no se cuenta con la longitud precisa de las líneas de subtransmisión, por encontrarse en proceso de inventario.

Reforzamiento de Enlaces de Transmisión

Un enlace de transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes ubicaciones de la red eléctrica.

En 2012 se presentaron incrementos de demanda en horas de alto consumo, combinados con la indisponibilidad de diversas unidades de generación en mantenimiento o con fallas. Ante ello, se determinó que la demanda podía ser satisfecha movilizando una mayor cantidad de electricidad desde áreas con capacidad de producción suficiente. Sin embargo, para llevar volúmenes de energía mayores, se requería que los enlaces de transmisión contaran con mayor capacidad de conducción.

En ese mismo año, la CFE analizó las condiciones de la demanda para determinar los enlaces prioritarios para mejorar la capacidad de conducción de grandes bloques de energía de la llamada Red de Potencia (Red troncal de 400 y 230 kV).

El criterio general adoptado fue asegurar la capacidad de transmisión de energía eléctrica del Oriente hacia el Occidente del país y del Sureste hacia el Centro y Occidente. De ese modo se combinan las capacidades para satisfacer mejor la demanda de los usuarios.

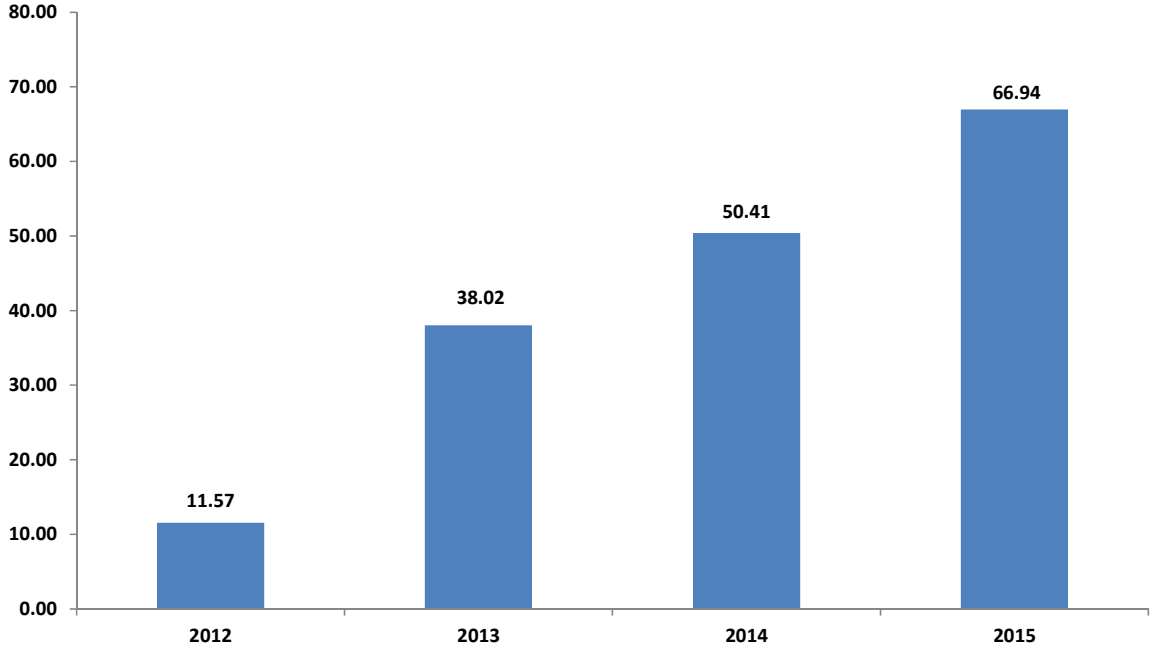
Se fijó como objetivo incrementar la carga máxima en los enlaces de la red troncal de 400 y 230 kV del Sureste, Centro, Oriente, Noreste, Occidente, Noroeste, Península de Baja California y la Península de Yucatán. El reforzamiento de enlaces prioritarios permitiría asegurar la confiabilidad, la seguridad y la continuidad del servicio en dichas regiones.

Se consideró un total de 121 enlaces para el periodo 2012-2018; 14 para 2012; 32 para 2013; 15 para 2014; 20 para 2015, y 40 durante el periodo 2016-2018. El costo global aproximado es de 850 millones de pesos, para obtener los siguientes beneficios:

- Incremento en la confiabilidad del Sistema de Transmisión en las zonas Occidente, Noroeste y Centro del país, el cual comprende al Distrito Federal y a los estados de México, Querétaro, Sonora, Sinaloa y Nayarit.
- Disminución del número de salidas de operación por cada 100 kilómetros, ocasionados por fallas en líneas de transmisión de las tensiones de 400 y 230 kV.

En 2015, se llevaron a cabo la totalidad de reforzamientos programados (20 enlaces). El indicador "Incremento de Capacidad de Trasferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión" presentó un avance acumulado de 66.94%, lo que equivale a la realización de 81 enlaces de un total de 121 programados para el periodo 2012-2018 (véase Gráfica 56). Los 40 enlaces restantes serán realizados durante el periodo 2016-2018.

Gráfica 56. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Programa de líneas de transmisión

La Tabla 8 muestra el programa para líneas de transmisión de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN 2016-2029).

Tabla 8. Resumen del programa de líneas de transmisión

Año	Lineas km-c					
	500 kV CD	400 kV CD	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2016	0.0	0.0	1,181.2	231.9	855.3	2,268.4
2017	0.0	0.0	784.8	744.4	3,266.6	4,795.8
2018	0.0	0.0	667.4	560.8	797.9	2,026.1
2019	1,200.0	0.0	394.4	0.0	310.0	1,904.4
2020	0.0	0.0	0.0	22.8	357.7	380.5
2021	1,400.0	1,308.0	867.0	568.4	85.2	4,228.6
2022	0.0	0.0	0.0	112.9	289.2	402.1
2023	0.0	0.0	678.0	451.2	584.7	1,713.9
2024	0.0	0.0	3,069.0	229.7	154.2	3,452.9
2025	0.0	0.0	420.0	609.4	444.0	1,473.4
2026	0.0	0.0	1,525.5	532.3	233.7	2,291.5
2027	0.0	0.0	1,252.0	362.4	99.5	1,713.9
2028	0.0	0.0	267.0	241.9	252.9	761.8
2029	0.0	0.0	303.2	13.0	119.4	435.6
2030	0.0	0.0	0.0	78.2	144.0	222.2
Total	**2,600.0**	**1,308.0**	**11,409.5**	**4,759.4**	**7,994.3**	**28,071.2**
Obras individuales y de interconexión con cargo al solicitante						**427.6**
Total km-c						**28,498.8**

Fuente: PRODESEN.

Redes de Distribución

De conformidad con lo dispuesto en al artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica, las Redes Generales de Distribución son Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general. En México la distribución de energía eléctrica abarca tensiones menores a 69 kV.

Al cierre de 2015, la red de distribución de la CFE estuvo integrada por líneas de distribución en rangos de tensión menores a 69 kV con una longitud de 692,721 km (78.7% del total a nivel

del SEN), sin considerar las líneas de distribución en comodato dentro de la zona Central (Ex. LyFC), por encontrase en proceso de inventario.

Una estimación de la longitud de las líneas de subtransmisión y distribución en la zona Central asciende a 82,762 km, que abarca tensiones menores a 161 kV.

Políticas para el despliegue de Redes Eléctricas Inteligentes

El despliegue de Redes Eléctricas inteligentes (REI), permitirá la optimización del voltaje en tiempo real, el balanceo de cargas en el sistema, la detección de fallas, y la posibilidad de implementar soluciones a partir de medidores inteligentes, con lectura, conexión y desconexión remota. Estos beneficios tienen un impacto relevante tanto en los niveles de servicio, confiabilidad de la red, como también en la reducción de pérdidas y costos operativos.

Las políticas para el despliegue de Redes Eléctricas inteligentes (REI) previstas en el Programa de Redes Inteligentes (publicado en abril 2016) son las siguientes:

- Promover la cooperación interinstitucional entre las dependencias del sector energético para que, en el ámbito de sus atribuciones, contribuyan en la planeación e implementación de la REI en el SEN.
- Reducir el nivel de pérdidas de energía al 13.38 % para el 2018, incrementando así la eficiencia del SEN.
- Incorporar estrategias para la difusión de los proyectos, iniciativas y acciones de la REI con el fin de promover la participación activa entre los integrantes de la industria eléctrica y los usuarios finales.
- Propiciar la interoperabilidad de los sistemas y equipos del SEN mediante la utilización de protocolos y estándares que aseguren la compatibilidad de la infraestructura tecnológica.
- Asegurar la ciberseguridad de los sistemas, con el objetivo de mantener la operación del SEN bajo criterios de confiabilidad y seguridad.
- Promover el desarrollo de las REI, utilizando códigos abiertos.
- Mantener la seguridad y la integridad de la información de los participantes y Usuarios, garantizando el tratamiento legítimo y controlado de la información.
- Promover programas de capacitación, centros de innovación y demás iniciativas cuyo objetivo se construya bajo el concepto del desarrollo de cadenas de valor y la formación de recursos humanos especializados en REI. Promover el uso de las REI en la modernización de la RNT y las RGD, con el fin de Incrementar su flexibilidad, resiliencia, Confiabilidad, eficiencia, seguridad y sustentabilidad.
- Privilegiar el uso de las tecnologías de las REI para la operación y el control operativo del SEN, orientado a mejorar su Confiabilidad, Continuidad, eficiencia y seguridad.

- Reducir la energía económica no despachada por limitaciones técnicas y operativas del SEN, contribuyendo a la operación eficiente del MEM.
- Asegurar que exista la comunicación de información y datos entre los sistemas del transportista y del distribuidor con el CENACE, con la finalidad de mantener el monitoreo de área amplia del SEN.
- Promover el empleo de vehículos eléctricos y su incorporación en la gestión del SEN.
- Incluir en la ampliación y modernización del SEN tecnologías inteligentes que faciliten la integración eficiente de las Energías Limpias y de la Generación Distribuida.
- Promover la participación del Usuario Final en esquemas de demanda controlable, provisión de servicios adicionales o gestión de su consumo, para propiciar el máximo aprovechamiento de la infraestructura del SEN.
- Incluir los proyectos de REI en los programas de ampliación y modernización, cuando estos presenten una relación costo beneficio favorable, contribuyendo a mejorar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

5. SUMINISTRO

Principales Indicadores Comerciales

La Comisión Federal de Electricidad, incluyendo las tres divisiones Valle de México, proporciona servicio de energía eléctrica a más de 39 millones de clientes, los cuales han tenido una tasa de crecimiento medio anual de 2.3%, durante los últimos diez años.

En 2015, el sector doméstico concentró el 88.6% del total de usuarios de energía eléctrica, consumió el 26.4% del total de electricidad y generó el 22.5% del total de ingresos por las ventas, mientras que el sector industrial con apenas el 0.8% de usuarios consumió el 57.7% del total de energía eléctrica y generó el 53.9% del total de ingresos por la venta de electricidad.

Por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola participaron con el 10.6% de los usuarios, el 15.9% del total del consumo de electricidad y el 23.6% de los ingresos por ventas de energía eléctrica. (Ver tabla 9).

Tabla 9. Indicadores Comerciales 2015 de la CFE

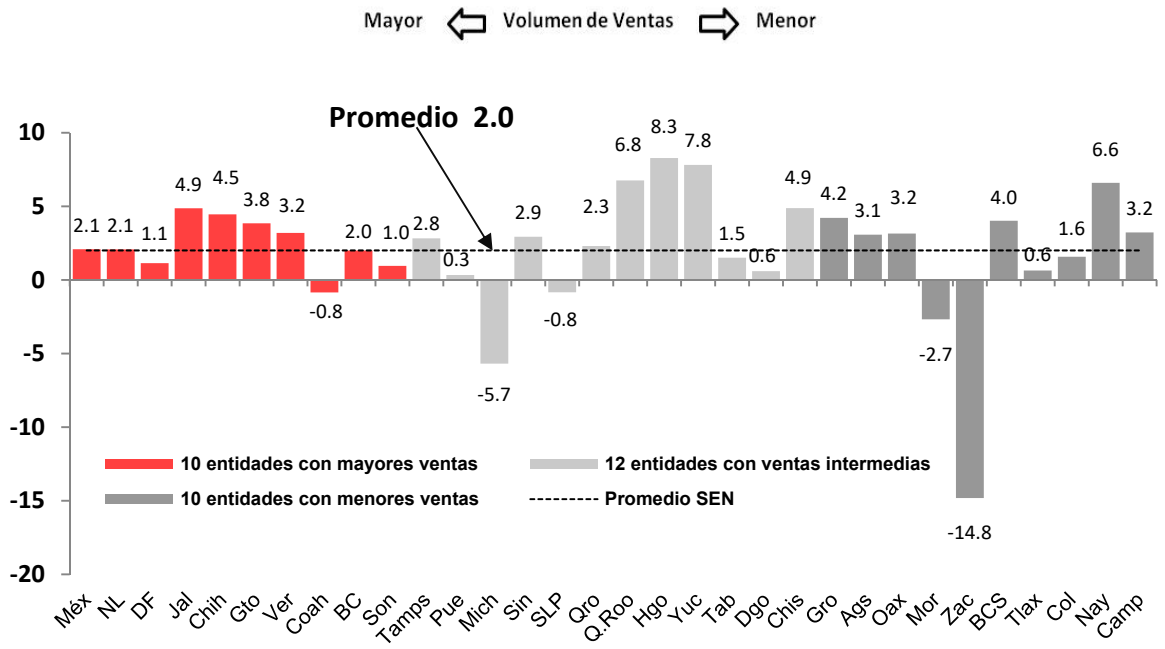
Sector de Consumo	Miles de Usuarios Promedio	%	Ventas GWh	%	Productos mill. $	%
Doméstico	**34,609**	**88.6**	**55,986**	**26.4**	**66,194**	**22.5**
Comercial	**3,825**	**9.8**	**14,810**	**7.0**	**41,383**	**14.1**
Servicios	**201**	**0.5**	**8,969**	**4.2**	**22,549**	**7.7**
Agrícola	**128**	**0.3**	**10,059**	**4.7**	**5,546**	**1.9**
Industrial	**304**	**0.8**	**122,377**	**57.7**	**158,406**	**53.9**
Media tensión	303	0.8	81,188	38.3	114,589	39.0
Alta tensión	1	0.0	41,188	19.4	43,817	14.9
Total	**39,067**	**100.0**	**212,201**	**100.0**	**294,077**	**100.0**

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE.

Ventas totales de energía eléctrica

Las ventas totales de energía eléctrica de la CFE cerraron 2015 con un incremento anual de 2.0%, valor superior al aumento de 0.9% observado en 2014 (Ver Gráfica 57).

Gráfica 57. Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica
Total nacional 2015 (%)

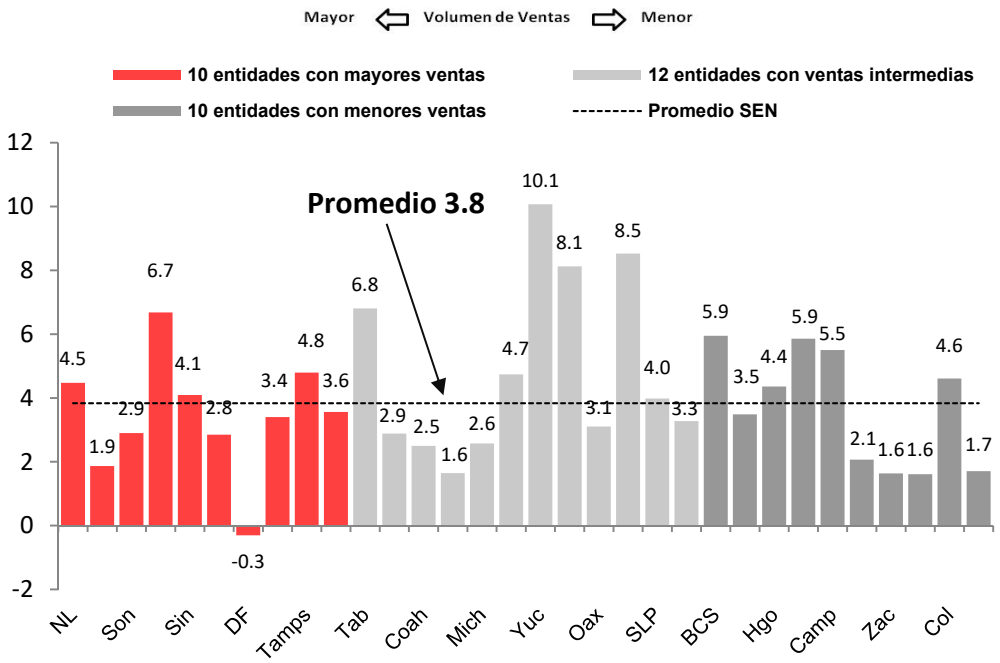


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica por sector y entidad federativa

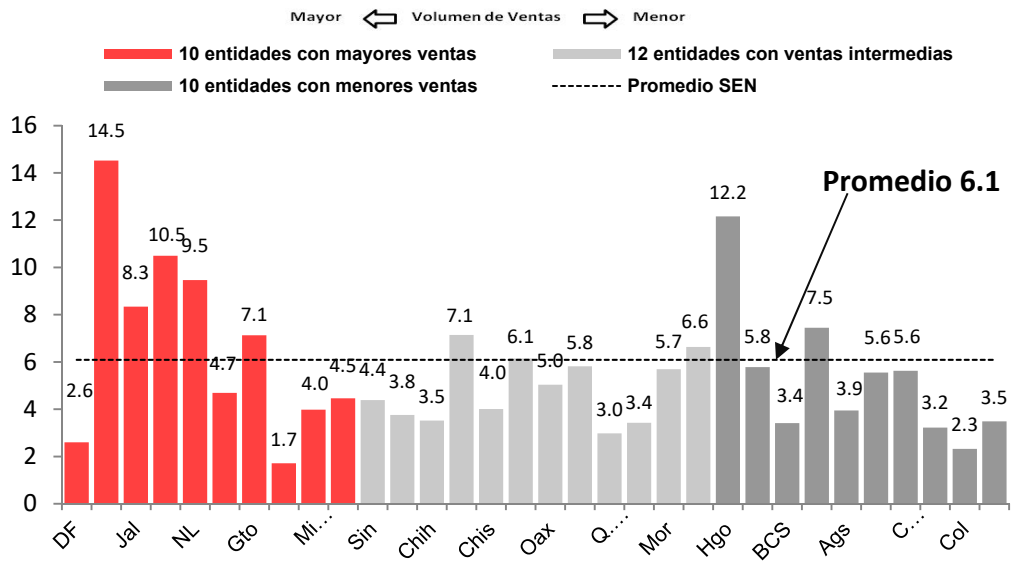
En particular, las ventas de electricidad concluyeron 2015 con crecimientos anuales de 6.1% en el sector comercial, 3.8% en el doméstico, 1.0% en el sector industrial y de 0.3% en el agrícola, mientras que registraron una caída anual de 0.2% en el sector de servicios, en relación a 2014 (ver gráficas 58a, 58b. 58c, 58d y 58e)

Gráfica 58(a). Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica
Sector doméstico 2015 (%)



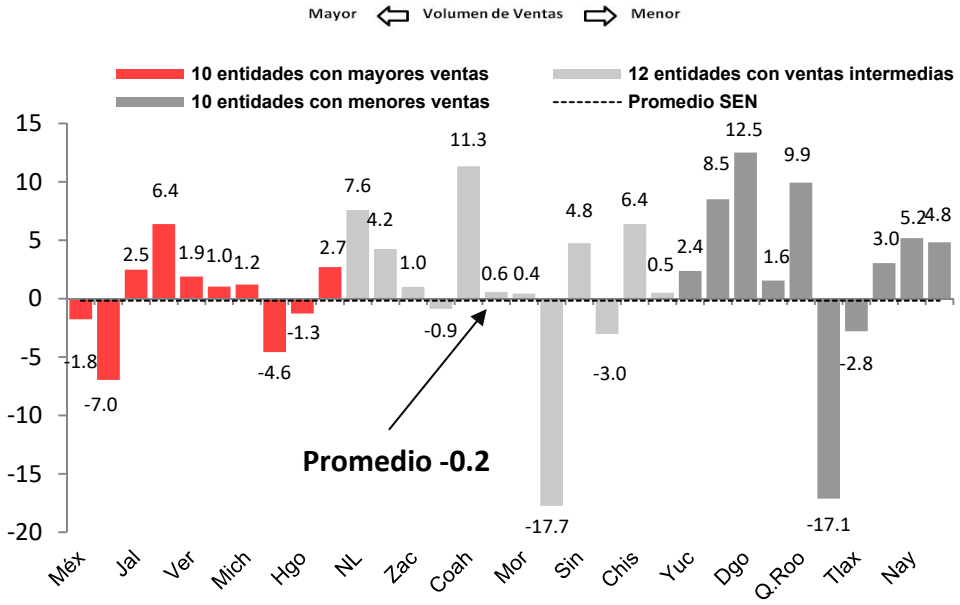
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfica 58(b). Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector comercial 2015 (%)



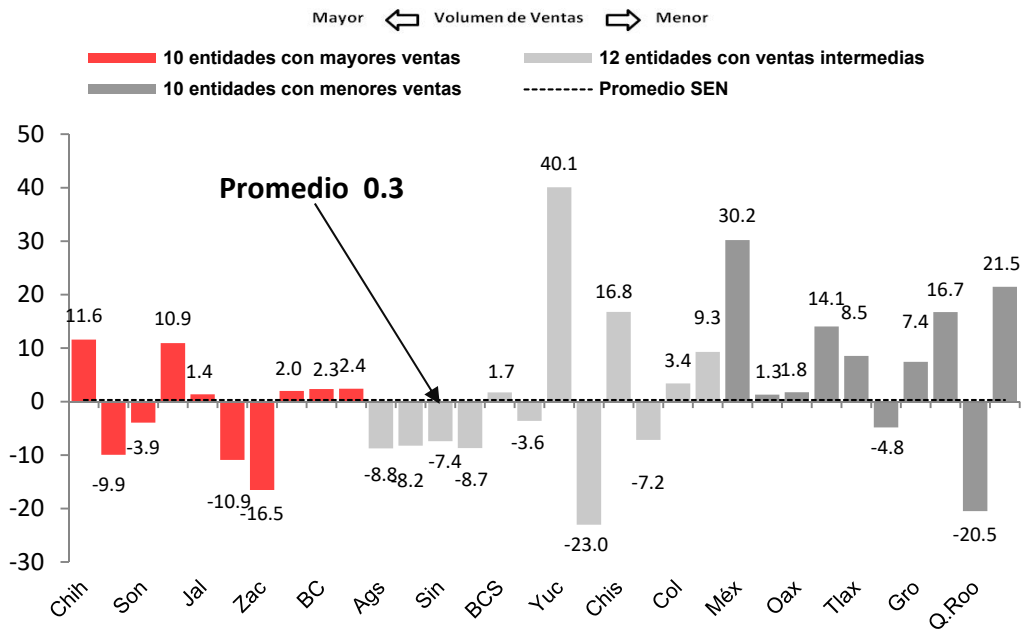
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfica 58 (c). Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector servicios 2015 (%)



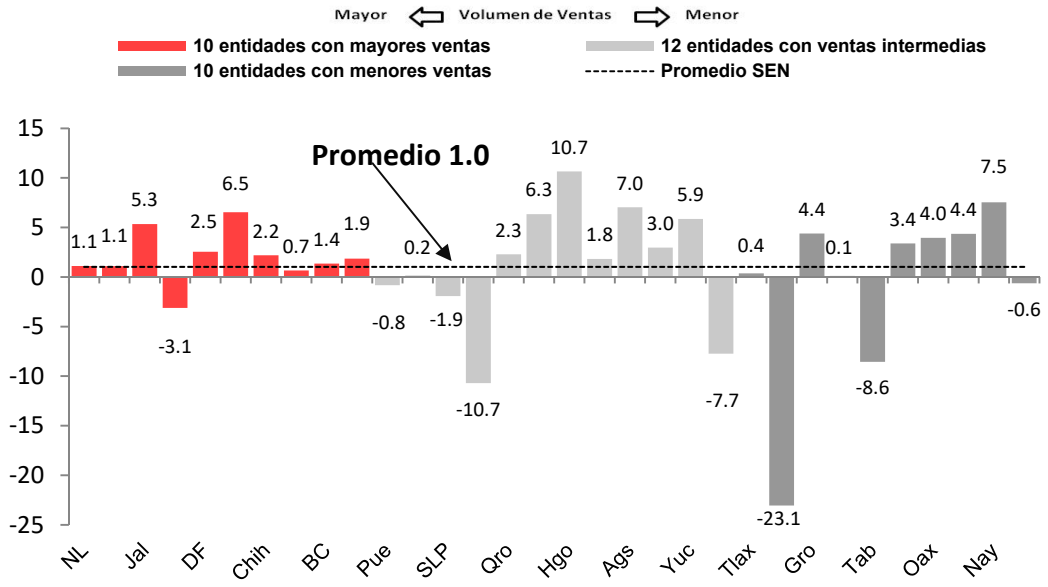
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfica 58 (d). Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector agrícola 2015 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfica 58 (e). Variación en año móvil de las ventas de energía eléctrica Sector industrial 2015 (%)



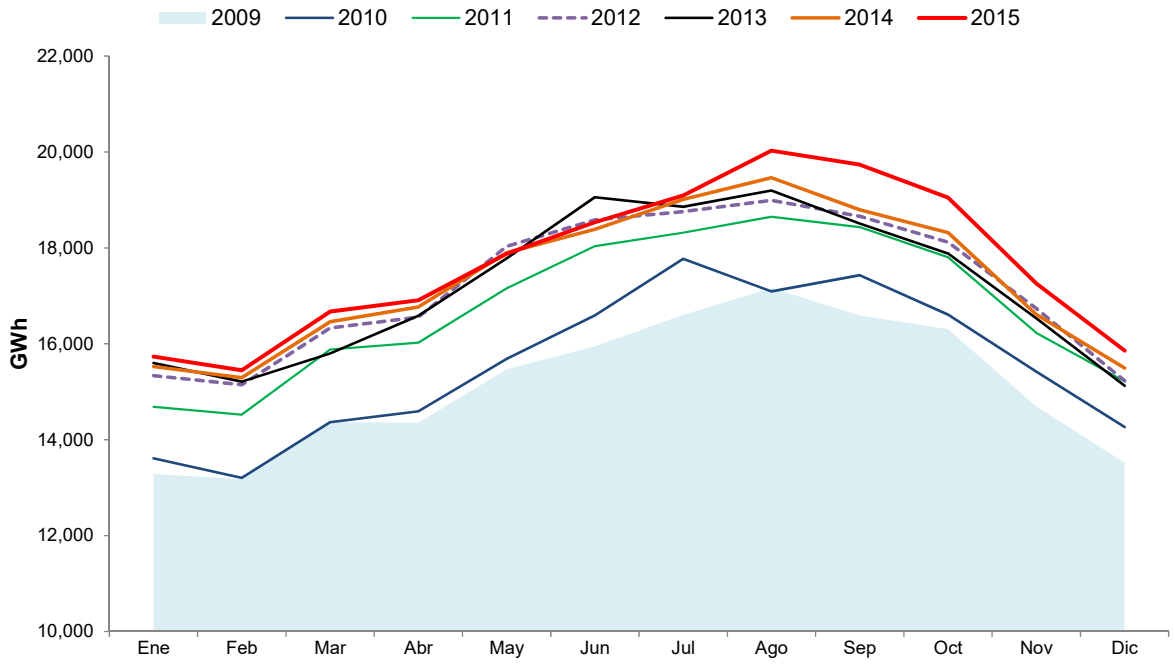
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Estacionalidad anual de las ventas de energía eléctrica

Además de que el consumo de energía eléctrica se ha incrementado históricamente, su comportamiento es cíclico durante cada año, con un mayor consumo entre los meses de junio y septiembre, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en localidades con clima caluroso en verano, principalmente en el norte del país.

En la Gráfica 59 se puede observar el comportamiento cíclico que tiene la energía consumida mensualmente durante el periodo 2009-2015.

Gráfica 59. Ciclo anual de las ventas de energía GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

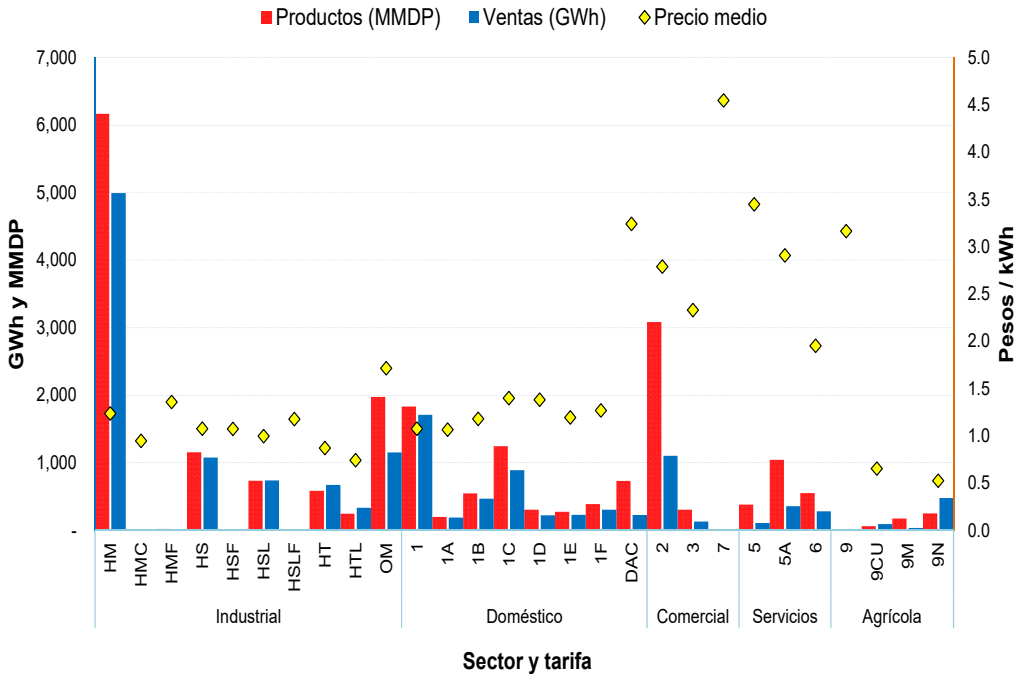
Ventas de energía eléctrica y precio medio pagado por sector y tarifa 2015

Los productos son los ingresos obtenidos por la comercialización de energía y se obtienen a partir de las ventas de electricidad, aplicando las tarifas eléctricas que corresponden a los servicios según los diferentes sectores de consumo en que se agrupan los usuarios.

El precio medio se refiere a la cantidad que un usuario paga en promedio por cada kilowatt-hora (kWh) consumido y se obtiene mediante la división de los productos entre las ventas de energía eléctrica.

Durante 2015 los precios medios más altos continuaron ubicándose en los sectores comercial (2.74 Pesos $/kWh) y servicios (2.63 $/kWh), mientras que los precios medios resultan moderados en los sectores industrial (1.21 $/kWh) y doméstico (1.31 $/kWh). En el caso del sector agrícola, el precio medio el más bajo (0.81 $/kWh), por efecto de la aplicación de las tarifas de estímulo agrícola altamente subsidiadas (véase Gráfica 60).

Gráfica 60. Ventas de energía eléctrica (GWh) y precio Medio pagado en (Pesos/kWh) por sector y tarifa en Diciembre de 2015



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

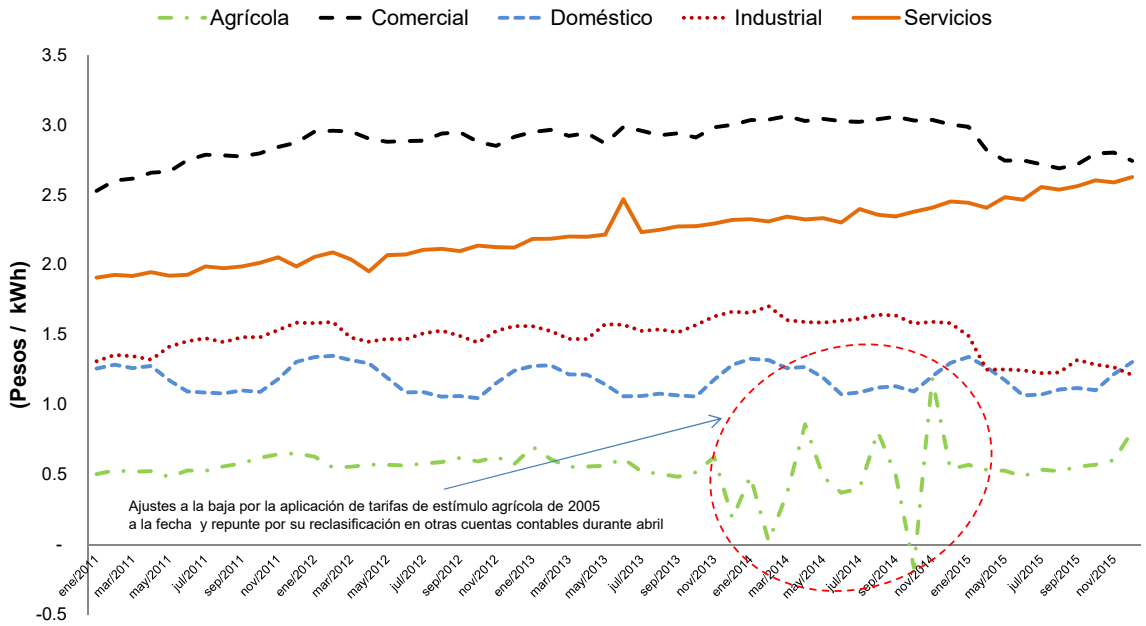
Precio medio de la electricidad por sector de consumo

Los sectores comercial y de servicios pagan los precios medios más altos aun cuando consumen una menor cantidad de energía respecto a los demás sectores, debido en parte a que consumen la electricidad en baja tensión que requiere de una mayor infraestructura para la prestación del servicio, aunado al hecho de que estos sectores no están subsidiados.

El precio medio más bajo lo paga el sector agrícola, lo cual se debe a que las tarifas aplicables a dicho sector se encuentran altamente subsidiadas, particularmente las de estímulo agrícola 9CU y 9N.

En octubre del 2014, el precio medio fue negativo por el impacto económico de la aplicación de tarifas de estímulo agrícola en Chihuahua, mismas que en noviembre de ese mismo año se reclasificaron nuevamente (véase Gráfica 61).

Gráfica 61. Precio medio mensual de la electricidad por sector ($/ kWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Existe una gran variedad de tarifas eléctricas definida por diferencias en temperatura, tensión, horario y patrón de consumo, entre otras. La Tabla 10 muestra los principales indicadores comerciales relativos al número de usuarios, productos, ventas, precios medios y consumo medio por usuario en 2015.

Tabla 10. Indicadores Comerciales 2015

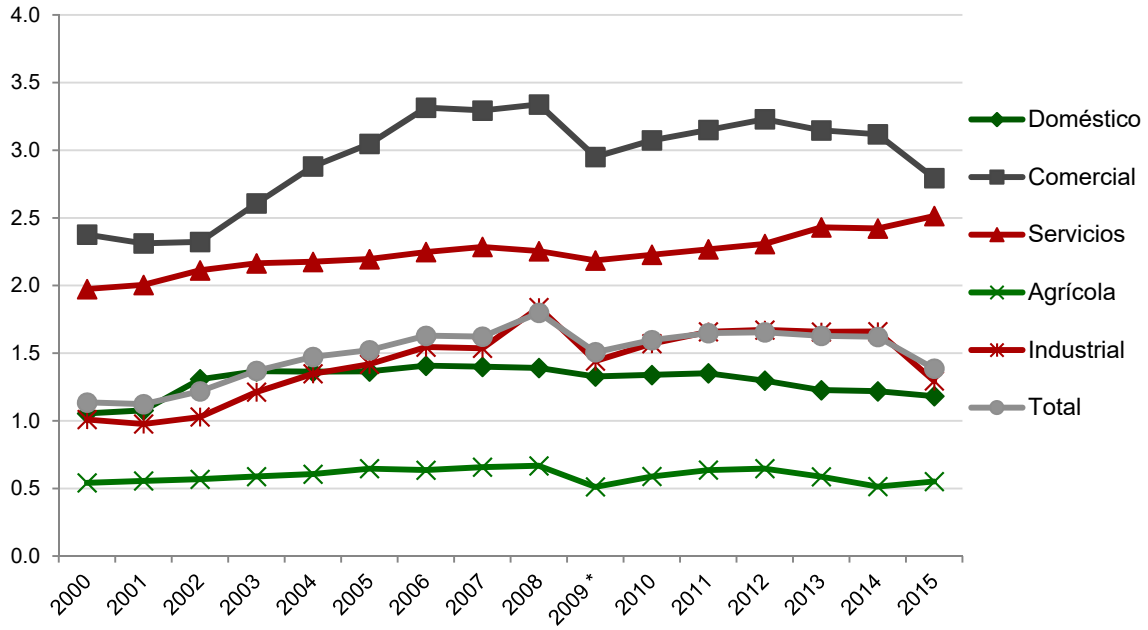
Tarifa	Usuarios Promedio	Productos (millones de pesos)	Ventas (GWh)	Precio Medio (Pesos / kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/ mes)
Doméstica	34,609,015	66,194	55,986	1.182	135
1	19,264,114	22,096	20,139	1.097	87
1A	2,051,397	2,421	2,314	1.046	94
1B	3,910,140	6,255	5,807	1.077	124
1C	5,432,016	14,144	12,186	1.161	187
1D	1,127,508	3,402	3,007	1.131	222
1E	1,156,322	3,791	3,861	0.982	278
1F	1,247,839	5,955	6,288	0.947	420
DAC	419,678	8,129	2,384	3.411	473
Comercial	3,824,724	41,383	14,810	2.794	323
2	3,798,612	37,355	13,125	2.846	288
3	20,477	3,945	1,664	2.371	6,771
7	5,636	83	21	3.853	318
Servicios	200,900	22,549	8,969	2.514	3,720
5	10,947	4,274	1,261	3.389	9,601
5A	154,001	11,342	4,032	2.813	2,182
6	35,952	6,933	3,676	1.886	8,520
Agrícola	127,949	5,546	10,059	0.551	6,551
9	8,952	116	34	3.419	316
9M	9,966	833	460	1.809	3,848
9CU	48,799	772	1,356	0.569	2,316
9N	60,233	3,825	8,208	0.466	11,357
Industrial	304,034	158,406	122,377	1.294	33,543
Empresa Mediana	303,048	114,589	81,188	1.411	22,326
OM	221,840	26,139	14,613	1.789	5,489
HM	81,122	88,393	66,532	1.329	68,346
HMC	85	57	43	1.317	42,067
Gran Industria	987	43,817	41,188	1.064	3,479,050
HS	609	17,549	15,081	1.164	2,064,513
H-SL	262	11,648	10,479	1.112	3,338,205
HT	93	8,609	8,853	0.973	7,911,293
H-TL	23	6,011	6,776	0.887	24,550,170
Total	39,066,622	294,077	212,201	1.386	453

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Los mayores precios son pagados por los usuarios comerciales quienes, además de no recibir subsidio vía tarifas eléctricas, utilizan la energía eléctrica en baja tensión que resulta más cara por la mayor infraestructura que se requiere para proveerla. Si bien la industria generalmente tampoco se beneficia de un subsidio, esta utiliza el servicio en media y alta tensión, lo que permite reducir su costo de provisión.

En términos reales, el precio medio de la electricidad vendida por la CFE alcanzó su nivel máximo en 2008 en la mayoría de los sectores, debido al aumento de los precios de los combustibles, para después declinar en 2009, repuntar moderadamente de 2010 a 2012 y mostrar una tendencia a la baja partir de 2013.
Al cierre de 2015, el precio medio total de la energía eléctrica observó una disminución real de 14.5% en relación con el año anterior, con reducciones reales de 3.0% en el sector doméstico (incluyendo la tarifa DAC que no está apoyada), 10.4% en el sector comercial y 22.0% en el sector industrial (Véase Gráfica 62 y Tabla 11).

Gráfica 62. Precios Medios de la Energía Eléctrica
(Pesos / kWh a precios constantes de 2015)



*A partir de 2009 incluye el Área Central.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Tabla 11. Precios Medios de la Energía Eléctrica
(Pesos / kWh a Precios Constantes de 2015)

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Total
2000	1.05	2.38	1.97	0.54	1.01	**1.14**
2001	1.08	2.31	2.00	0.56	0.98	**1.12**
2002	1.31	2.32	2.11	0.57	1.03	**1.22**
2003	1.37	2.61	2.16	0.59	1.21	**1.37**
2004	1.36	2.88	2.18	0.61	1.35	**1.47**
2005	1.36	3.05	2.20	0.65	1.42	**1.52**
2006	1.41	3.31	2.25	0.64	1.54	**1.63**
2007	1.40	3.29	2.29	0.66	1.54	**1.62**
2008	1.39	3.34	2.25	0.67	1.84	**1.80**
2009 *	1.33	2.95	2.19	0.51	1.44	**1.51**
2010	1.34	3.07	2.23	0.59	1.57	**1.60**
2011	1.35	3.15	2.27	0.64	1.66	**1.65**
2012	1.30	3.23	2.31	0.65	1.67	**1.65**
2013	1.23	3.15	2.43	0.59	1.66	**1.63**
2014	1.22	3.12	2.42	0.51	1.66	**1.62**
2015	1.18	2.79	2.51	0.55	1.29	**1.39**

*A partir de 2009 incluye el Área Central.

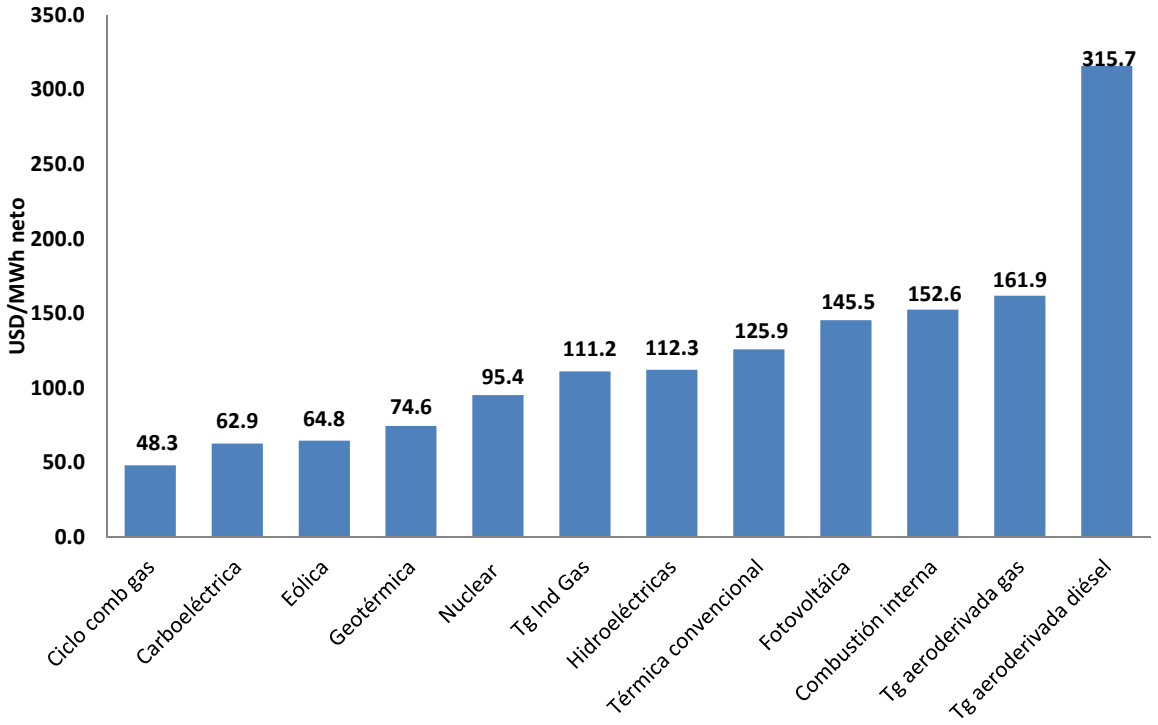
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN

Para minimizar el costo de provisión del servicio de energía eléctrica, se deben comparar no solo 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. Este permite realizar una elección adecuada al estudiar las nuevas inversiones en plantas de generación (Véase Gráfica 63).

Gráfica 63. Costo total nivelado de generación por tecnología 2015



Fuente: Secretaría de Energía con datos del COPAR 2015 de la CFE.

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

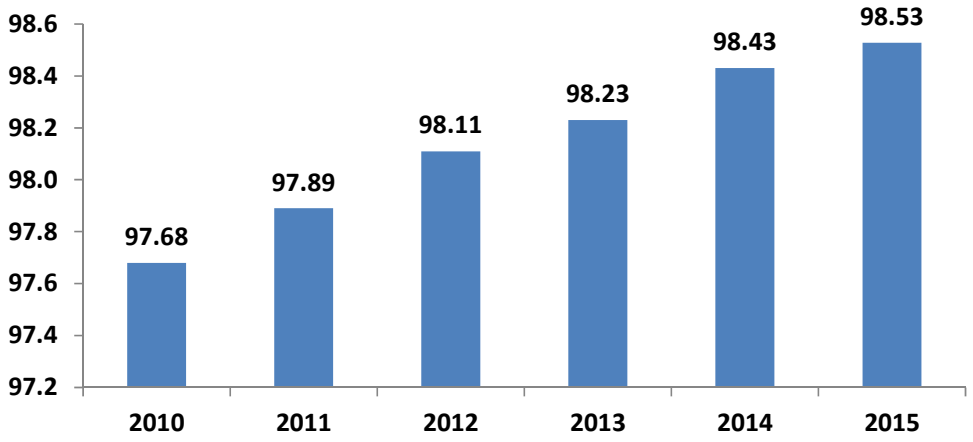
El desarrollo actual de la tecnología fotovoltaica todavía la ubica como una de las menos rentables; no obstante, su costo de inversión se reduce cada año a pasos acelerados.

7. TEMAS SOCIALES

Electrificación

Durante el periodo 2010-2015, el indicador Población que Cuenta con Servicio de Energía Eléctrica ha mostrado una evolución favorable, con una tendencia de crecimiento ascendente, como se puede apreciar en la Gráfica 64.

Gráfica 64. Población que cuenta con servicio de energía eléctrica (porciento)



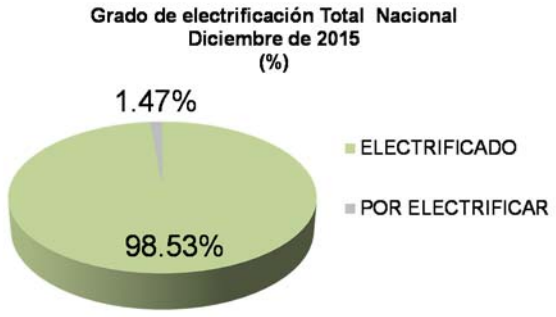
Fuente: Secretaría de Energía con datos del COPAR 2015 de la CFE.

Este indicador de cobertura en el país pasó de 98.43% en 2014 a 98.53% en 2015, lo que significa que más de 122 millones de habitantes cuentan con el servicio de energía eléctrica. Al cierre de 2015, la electrificación en poblaciones urbanas fue de 99.53% y en poblaciones rurales de 95.03%. La meta para 2018 es llegar a una cobertura global en el país de 99.0%.

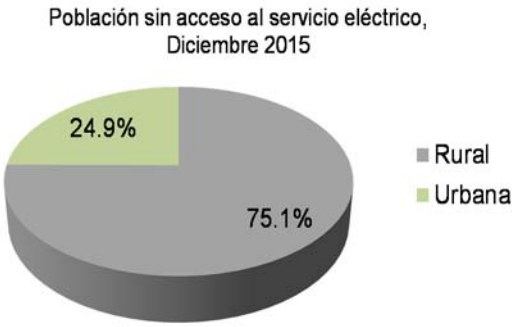
A diciembre de 2015 la electrificación nacional alcanzó al 98.53% de la población y sigue en aumento. En total, se registraron 122.3 millones de personas con acceso al servicio eléctrico y 1.83 millones sin electricidad, representando el 1.5% del total. Mientras que la población rural en diciembre de 2015 representó el 22% de la población total.

El 75.1% de la población sin acceso al servicio eléctrico corresponde a la población rural y el restante 24.9% a la población urbana.

Gráfica 65 (a).



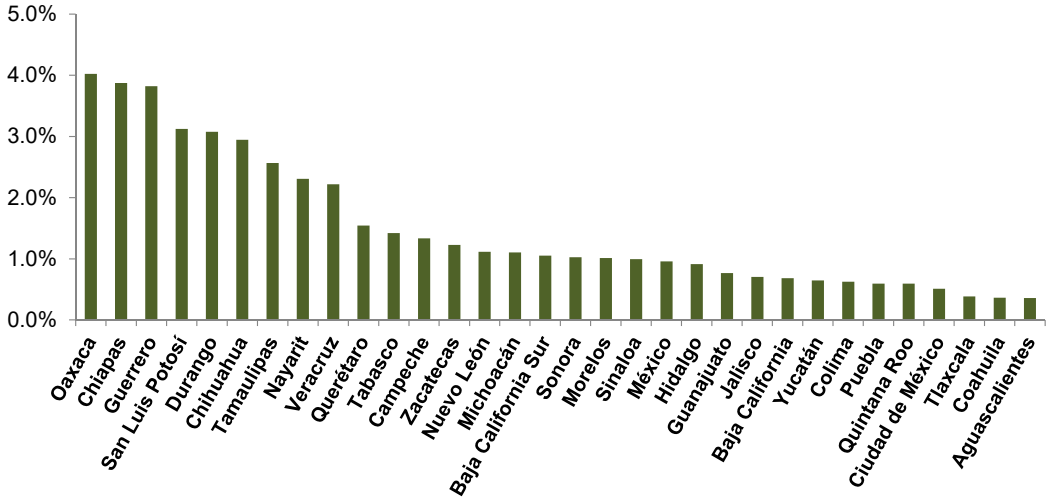
Gráfica 65 (b).



Fuente: SENER con información de CFE.

Por estado, la población que menos acceso tuvo al servicio de electricidad fue la de Oaxaca, con 4%, seguido de Chiapas y Guerrero con 3.9% y 3.8% de población sin servicio, respectivamente. En contraste, los estados con más acceso al servicio de electricidad fueron Aguascalientes, Coahuila y Tlaxcala con privación al servicio de electricidad de 0.4% cada una; le siguen la Ciudad de México y Quintana Roo con 0.5% y 0.6% respectivamente.

Gráfica 66. Población sin acceso a la electricidad como porcentaje de la población total de cada estado, Diciembre 2015



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

La meta para 2018 es llegar a una cobertura global en el país de 99.0%.

La Reforma Energética tiene un marcado carácter social. Uno de sus ejes fundamentales es incrementar el ritmo de la electrificación de comunidades rurales y marginadas a través de la creación de un Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE), con el cual se financiarán los esfuerzos de electrificación en localidades aisladas y con rezagos en electricidad. Todos los participantes, públicos y privados, deberán contribuir a dicho Fondo a través del Mercado Eléctrico, hasta alcanzar el 100% de electrificación en el país.

Como se ha mencionado, es vital que el sector energético pueda proveer de electricidad a todos los mexicanos, ya que es una tarea fundamental para la actual administración brindar las condiciones necesarias para que cada individuo desarrolle su potencial. Además de salud y educación, el acceso a la energía es uno de los principales elementos democratizadores y juega un papel relevante en el desarrollo social y humano. Por tal motivo, el acceso a la energía, oportuno y de calidad, debe ser considerado como una prioridad para el desarrollo nacional.

La Ley de la Industria Eléctrica establece que, con el fin de suministrar electricidad a precios asequibles, a las zonas rurales y zonas urbanas marginadas para grupos de Usuarios del Suministro Básico en condiciones económicas de vulnerabilidad, se evaluará la conveniencia y, en su caso, se instrumentarán programas de apoyos focalizados para este fin.

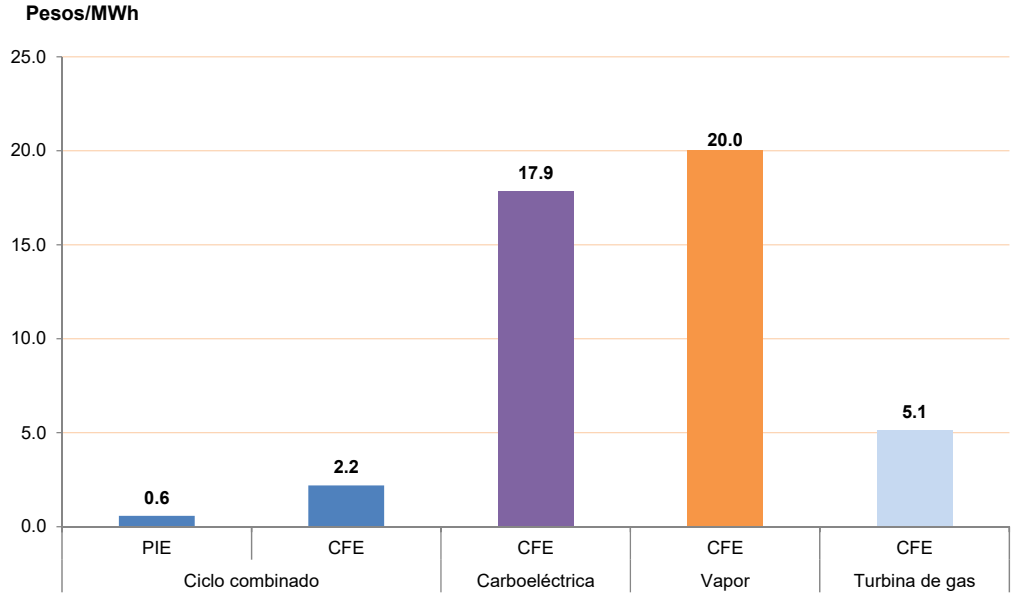
8. TEMAS AMBIENTALES

Costos ambientales debido a externalidades

A partir de febrero de 2014, se incorporó el costo debido a externalidades ambientales por unidad generadora, cuyos valores fueron entregados a la CFE por SENER y SEMARNAT.

El costo ambiental promedio en diciembre de 2015 para las centrales de ciclo combinado de los Productores Independientes de Energía (PIE) fue de $0.6 por MWh y para las de ciclo combinado de CFE resultó de $2.2 por MWh, en tanto que los mayores costos fueron para las termoeléctricas con ciclo de vapor con $20.0 por MWh, seguida de las Carboeléctricas con $17.9 por MWh y las Turbogás con $5.1 por MWh (véase Gráfica 67).

Gráfica 67. Costos Ambientales Promedio por Tecnología

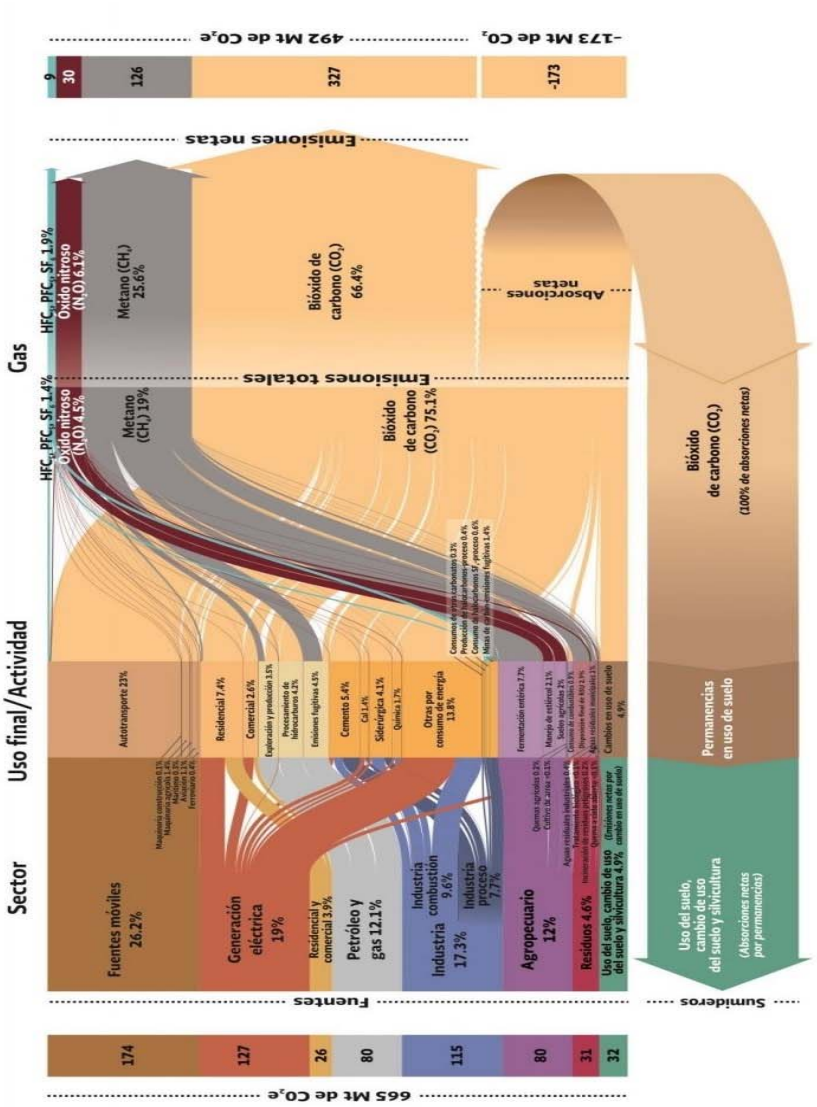


Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Emisiones CO_2 del Sector Eléctrico

En la Gráfica 68 se muestra la participación de los diferentes sectores en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México durante el año 2013, presentado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

Gráfica 68. Participación de los diferentes sectores en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en México durante el año 2013

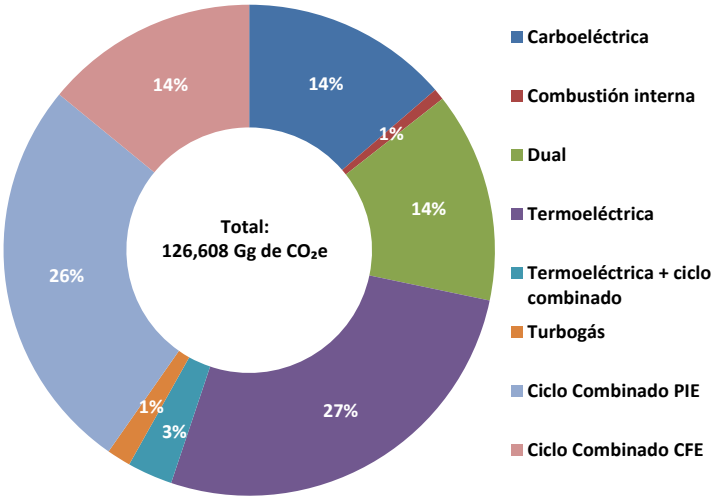


Fuente: INECC y SEMARNAT, 2015. Primer Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. INECC/SEMARNAT, México.

En el caso de la generación eléctrica, el informe "reporta las emisiones por el uso de combustibles fósiles de las centrales eléctricas operadas por la CFE y de Productores Independientes de Energía" (PIE).

En el 2013, el sector de generación eléctrica en México contribuyó con el 19% de las emisiones totales de GEI en el país. Por tipo de tecnología, estas emisiones fueron como se indica en la Gráfica 69:

Gráfica 69. Emisiones de GEI de Generación Eléctrica en México en 2013



Fuente: INECC y SEMARNAT, 2015

- La **Tecnología de ciclo combinado** (CFE + PIE) fue la que tuvo la mayor participación en las emisiones totales de GEI en el sector eléctrico, con 40.3%, lo que equivale a 51,021 Megatoneladas de CO_2e (Gg). De estos, el 65.1% (33,215 Gg) fueron emitidos por las centrales operadas por los PIE y el 34.9% restante (17,806 Gg) por las centrales operadas por la CFE. De las emisiones de las centrales de ciclo combinado, el 98.1% fue por el consumo de gas natural y el 1.9% por el consumo de diésel.
- Las **termoeléctricas** con ciclo de vapor contribuyeron con 26.9% (equivalente a 34,010 Gg), de los cuales 85.4% fue por consumo de combustóleo, 14.5% por gas natural y 0.1% por diésel.
- Las plantas **duales** contribuyen con 13.9% (17,561.13 Gg), de los cuales 99.8% fue por consumo de carbón y 0.2% por diésel.
- Las **carboeléctricas** participaron con el 13.7% (17,310 Gg), de los cuales 99.6% fue por consumo de carbón y 0.4% restante por diésel.
- Las **termoeléctricas y ciclo combinado** por consumo de gas natural con el 3% (3,757.95 Gg).
- Las **turbogás** con 1.6% (2,002 Gg), de los cuales el 69.9% fue por consumo de gas natural y 30.1% por el uso de diésel.
- Finalmente, las centrales de **combustión interna** con el 0.7% (945 Gg, de los cuales un 94.5% fue por consumo de combustóleo y 5.5% por diésel.

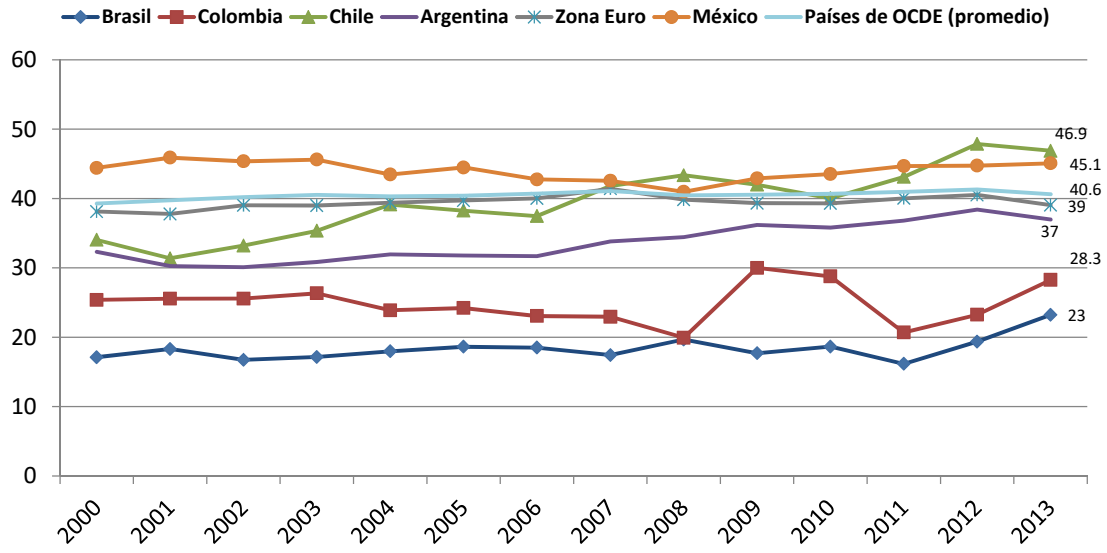
Una de las estrategias de la industria eléctrica en México es la sustitución de combustibles caros y contaminantes, como lo es el combustóleo y el diésel, a efecto de disminuir las emisiones contaminantes a la atmósfera. Entre 2012 y 2015, el consumo de combustóleo para la generación de energía eléctrica se redujo en 48%. Esto significó pasar de 201,000 barriles consumidos al día en 2012 a alrededor de 104,000 barriles al día.

De acuerdo con un estudio realizado por el Centro Mario Molina, publicado en 2015, entre 2012 y 2014, las emisiones de CO_2 asociadas al uso de combustóleo disminuyeron 45%. Es decir, la CFE pasó de emitir 34 millones de toneladas de CO_2 en 2012 a 18 millones de toneladas de CO_2 en 2014.

Para 2018, con la entrada en operación de nuevos gasoductos, de centrales convertidas, de centrales de ciclo combinado y de energías renovables, la CFE planea reducir su consumo de combustóleo en 90% con respecto a lo utilizado en 2012. Es decir, pasará de consumir 201,000 barriles al día a solo 19,000. Con esto, las emisiones de bióxido de carbono ocasionadas por el uso de combustóleo también disminuirían en 90%, lo que equivale a reducir las 34 millones de toneladas emitidas en 2012 a 3 millones de toneladas en 2018.

La Gráfica 70 muestra las emisiones de CO_2 de electricidad y producción de calor como porcentaje del total de la quema de combustibles en diferentes países.

Gráfica 70. Emisiones de CO_2 por producción eléctrica y calorífica
(% del totalde la quema de combustibles)



Fuente: World Development Indicators del Banco Mundial1990-2013.

Existe una tendencia ascendente en las emisiones de CO_2 por la producción eléctrica y calorífica, en relación con el total de la quema de combustibles de los países seleccionados, pero es en 2011 cuando se observa una mayor pendiente en algunos países. Este es el caso de Colombia y Brasil, quienes tuvieron emisiones promedio de 25% y 16%, respectivamente hasta 2011, pero remontaron para tener en 2013 emisiones de 28.3% y 23% del total de la quema de combustibles. Los países de la OCDE y de la Zona del Euro se han mantenido en un nivel relativamente estable de emisiones como porcentaje de la quema de combustibles. Los países de la OCDE y de la Zona Euro pasaron de 37.6% y 38% en 2000 a 40.1 y 39% en 2013, respectivamente. En contraste, países como Chile y México han aumentado sus emisiones. En el mismo periodo, México pasó de 36% a 45%, mientras que Chile pasó de 36% a 46.9%.

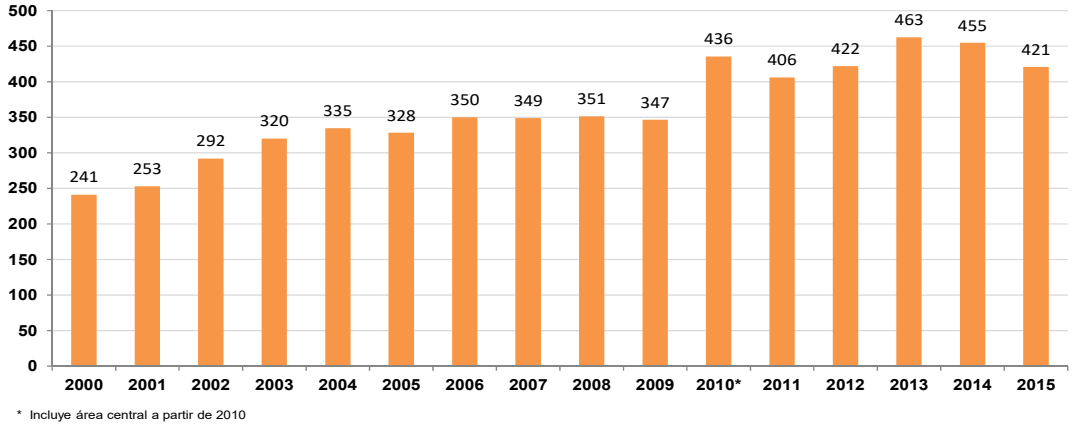
9. INDICADORES DE DESEMPEÑO

Indicadores financieros

Costos Unitarios de Operación sin Combustibles y Energía Comprada

Este indicador considera los costos de operación de la CFE, pero sin incluir los costos de los combustibles y de la energía comprada, cuyos precios no dependen de decisiones de la CFE, lo que permite medir de manera más precisa el éxito de la empresa en cumplir con su mandato de proveer el servicio eléctrico al menor costo.

Gráfica 71. Costos unitarios de operación sin combustibles y energía comprada en año móvil*
(pesos7MWh a precios de dic. de 2012)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

- Tomando como base el valor del año 2000, el indicador (medido en Pesos / MWh a precios constantes de diciembre de 2012) ha registrado una tasa media de crecimiento anual de 3.8% en los últimos quince años.

- De 2001 a 2004 el indicador observó un crecimiento acumulado de 38.8%, mientras que en los siguientes cinco años entró en una etapa de contención para llegar a 2009 con un aumento acumulado de 43.7%. Sin embargo, a partir de 2010 el indicador repuntó notablemente al incorporar el efecto de la Zona Central que atendía la extinta Luz y fuerza del Centro (LyFC), de manera que en 2013 registró su máximo valor con un aumento acumulado de 91.8%, para después declinar en los últimos dos años y cerrar 2015 con un alza acumulada real de 74.5%, en todos los casos respecto al año base 2000.

Resultado Neto

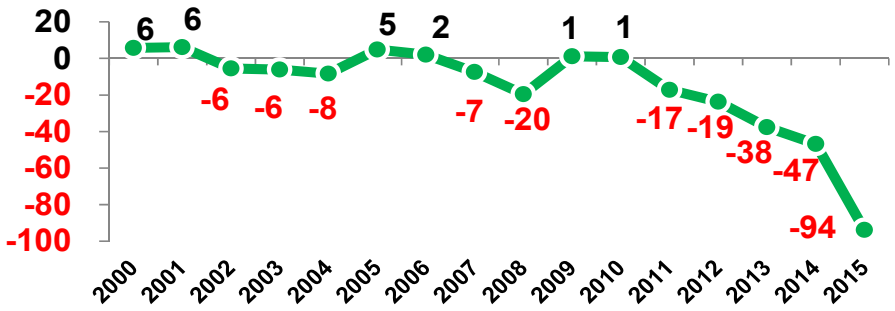
Las pérdidas y ganancias netas acumuladas por la CFE durante el periodo 2000-2006 tuvieron un efecto compensatorio, pero en 2007 y 2008 las pérdidas netas aumentaron notablemente por efecto del incremento de los precios de los combustibles para la generación y del costo financiero neto, principalmente (Ver Gráfica 72).

- Si bien en 2009 y 2010 los resultados arrojaron una pequeña utilidad, a partir de 2011 las pérdidas netas se han incrementado progresivamente, debido en parte a la insuficiencia del aprovechamiento para cubrir los apoyos otorgados a los consumidores vía tarifas deficitarias y, por otra parte, derivado de los incrementos en el costo financiero neto y el costo de obligaciones laborales, en este último caso al haber adoptado la CFE las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's) (Ver Gráfica 72).

Conforme al nuevo marco legal derivado de la Reforma Energética, a partir de 2015 el aprovechamiento ya no es aplicable a la CFE como Empresa Productiva del Estado. A lo anterior, hay que agregar el impacto de una menor facturación cobrada por efecto del alto nivel de pérdidas no técnicas que la CFE heredó de la extinta LyFC.

A lo anterior, hay que agregar el impacto de una menor facturación cobrada por efecto del alto nivel de pérdidas no técnicas que la CFE heredó de la extinta LyFC.

Gráfica 72. Resultado Neto
(miles de millones de pesos)

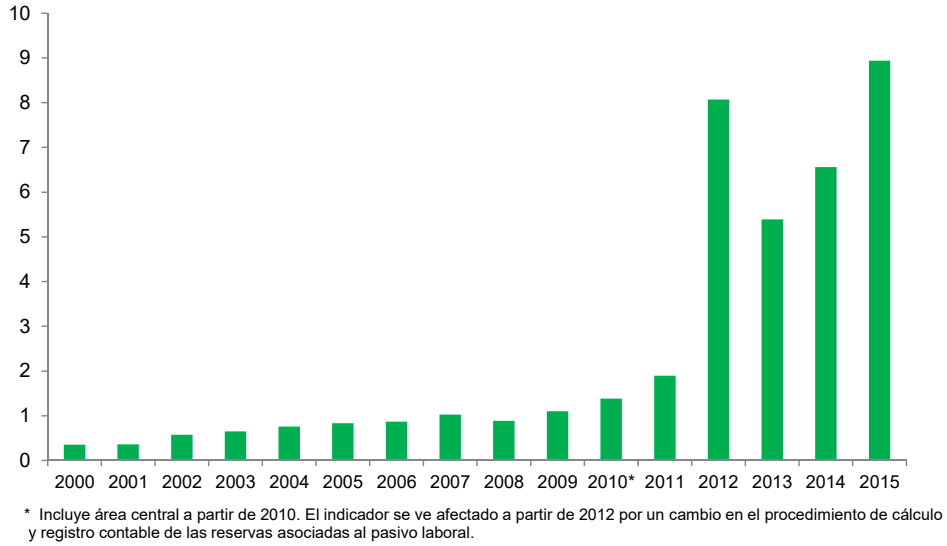


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Relación Pasivo Total / Patrimonio

Los resultados negativos, el aumento de la deuda titulada y el incremento del pasivo laboral en los últimos cinco años han minado el patrimonio de CFE de manera significativa, como se muestra en la Gráfica 73.

Gráfica 73. Relación Pasivo / Patrimonio



Fuente: Secretaría de Energía con datos de los Estados Financieros de la CFE.

Es conveniente señalar que a partir de 2012 la CFE adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), lo que repercutió en sus estados financieros en incrementos notables en el costo de obligaciones laborales y el saldo del pasivo laboral y, por consiguiente, implicó una afectación a la baja del patrimonio de la CFE.

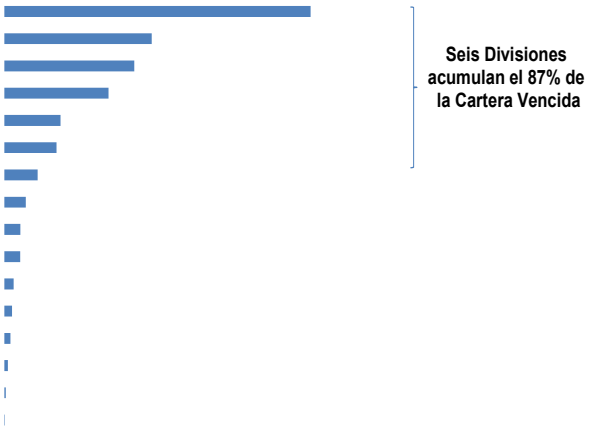
Cartera Vencida de la CFE

La cartera vencida comercial de la CFE son los pagos pendientes a su favor que han caído en mora y que han superado 30 días de su vencimiento. La cartera vencida se integra por rezago de pagos, adeudos documentados y adeudos incobrables.

Al 31 de diciembre de 2015, la CFE reportó una cartera vencida a nivel nacional por un monto de 43,323 millones de pesos. El importe significó una disminución de 1,649 millones de pesos, 3.7% menos que en noviembre de 2012. Este monto, es equivalente al 14.1% de la facturación de todo el año registrada en el estado de resultados de CFE.

Gráfica 74.

División	Cartera Vencida 2015 (MMDP)	%
Sureste	14553.00	34%
Valle de México Sur	7004.00	16%
Valle de México Norte	6174.00	14%
Valle de México Centro	4951.00	11%
Norte	2666.00	6%
Bajío	2484.00	6%
Centro Oriente	1581.00	4%
Oriente	1019.00	2%
Noroeste	760.00	2%
Centro Sur	755.00	2%
Jalisco	443.00	1%
Golfo Norte	368.00	1%
Baja California	295.00	1%
Peninsular	173.40	0%
Centro Occidente	67.40	0%
Golfo Centro	29.00	0%
Nacional	**43322.80**	**100%**



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE

Cabe destacar que el 41.9% de la cartera vencida (18,129 MMDP) corresponde a adeudos de usuarios dentro de la zona que anteriormente administraba la extinta Luz y Fuerza del Centro.

Tabla 12. Estado de Resultados Consolidado de la CFE
(Millones de pesos corrientes)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010 *	2011 *	2012 *	2013 *	2014 *	2015 *
Productos de Explotación	**183,305**	**211,531**	**225,744**	**269,682**	**220,034**	**254,417**	**291,939**	**311,021**	**318,410**	**333,397**	**306,864**
Costo de Explotación	142,179	158,928	171,586	212,935	180,971	200,110	226,663	234,974	243,673	234,037	220,403
Depreciación	21,814	22,559	25,407	26,161	26,641	27,209	28,374	35,045	37,872	41,565	45,252
Gastos Administrativos	3,837	4,682	4,360	5,126	5,605	5,883	6,290	6,557	6,904	8,151	7,999
Obligaciones Laborales	18,789	22,522	22,679	43,107	46,636	52,536	52,897	44,941	48,689	55,090	68,564
Remanente de Operación	**(3,314)**	**2,840**	**1,712**	**(17,646)**	**(39,818)**	**(31,321)**	**(22,284)**	**(10,496)**	**(18,728)**	**(5,447)**	**(35,354)**
Costo Financiero (Neto)	(522)	(3,613)	1,973	22,586	1,364	2,695	19,236	10,929	22,442	43,925	59,357
Aprovechamiento	50,485	51,783	53,997	55,767	55,485	55,749	57,292	44,779	46,013	58,792	0
Otros Gastos (Productos) Neto	1,428	3,628	2,136	(379)	(476)	(1,788)	249	(3,789)	(5,199)	(5,032)	(799)
Resultado antes de subsidios	**(54,706)**	**(48,958)**	**(56,393)**	**(95,621)**	**(96,191)**	**(87,977)**	**(99,062)**	**(62,415)**	**(81,984)**	**(103,132)**	**(93,912)**
Subsidios virtuales	60,735	51,910	55,590	77,012	98,339	89,936	83,383	77,036	85,770	86,227	60,332
Cancelación Subsidio no cubierto por el Aprovechamiento**	-	-	-	-	-	-	-	(32,257)	(39,758)	(27,435)	(60,332)
I.S.R Remanente distribuible	788	872	1,452	901	963	1,151	1,490	1,580	1,581	2,492	0
Otros	407	-	5,203	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Neto	**4,835**	**2,080**	**(7,458)**	**(19,510)**	**1,185**	**809**	**(17,168)**	**(19,216)**	**(37,552)**	**(46,832)**	**(93,912)**

* 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

Fuente: Estados Financieros de la CFE

Tabla 13. Estado de Situación Financiera Consolidado CFE
(Millones de pesos corrientes)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010 *	2011 *	2012 *	2013*	2014*	2015 *
ACTIVO TOTAL	**661,391**	**717,563**	**763,982**	**784,795**	**803,044**	**841,202**	**906,412**	**989,925**	**1,125,118**	**1,175,948**	**1,291,433**
Activo Circulante	67,119	80,737	96,843	128,145	115,969	129,679	171,454	151,746	145,603	148,532	147,638
Efectivo y Valores	11,444	18,137	30,327	49,336	33,507	25,020	48,620	33,514	35,516	36,311	35,589
Cuentas y Doctos. por Cobrar	35,289	40,665	44,298	49,148	53,045	72,428	86,222	89,547	81,694	81,611	86,356
Materiales para Operación	17,549	18,941	18,781	24,848	24,045	26,302	29,861	21,107	19,984	21,280	15,532
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	2,837	2,993	3,436	4,813	5,372	5,929	6,751	7,577	8,409	9,331	10,161
Activo Fijo	581,608	609,582	641,208	640,744	649,445	671,206	690,105	813,280	954,246	998,057	1,085,946
Otros Activos	12,664	27,244	25,931	15,905	37,630	40,317	44,852	24,899	25,269	29,359	57,849
PASIVO TOTAL	**300,780**	**334,459**	**386,605**	**368,677**	**422,341**	**488,546**	**593,228**	**880,781**	**949,141**	**1,020,404**	**1,161,487**
Pasivo a Corto Plazo	43,381	43,151	56,218	60,315	73,924	75,119	92,213	123,113	128,949	123,583	132,891
Pasivo a Largo Plazo	76,054	82,578	89,144	115,310	122,235	140,557	198,611	290,877	291,908	330,927	390,744
Pasivo Diferido	-	-	-	-	-	1,384	1,656	15,002	20,460	26,512	31,798
Reservas	181,344	208,731	241,243	193,052	226,182	271,485	300,747	451,789	507,824	539,383	606,054
PATRIMONIO	**360,611**	**383,104**	**377,377**	**416,118**	**380,702**	**352,657**	**313,184**	**109,144**	**175,978**	**155,544**	**129,946**
PASIVO Y PATRIMONIO	**661,391**	**717,563**	**763,982**	**784,795**	**803,044**	**841,202**	**906,412**	**989,925**	**1,125,118**	**1,175,948**	**1,291,433**

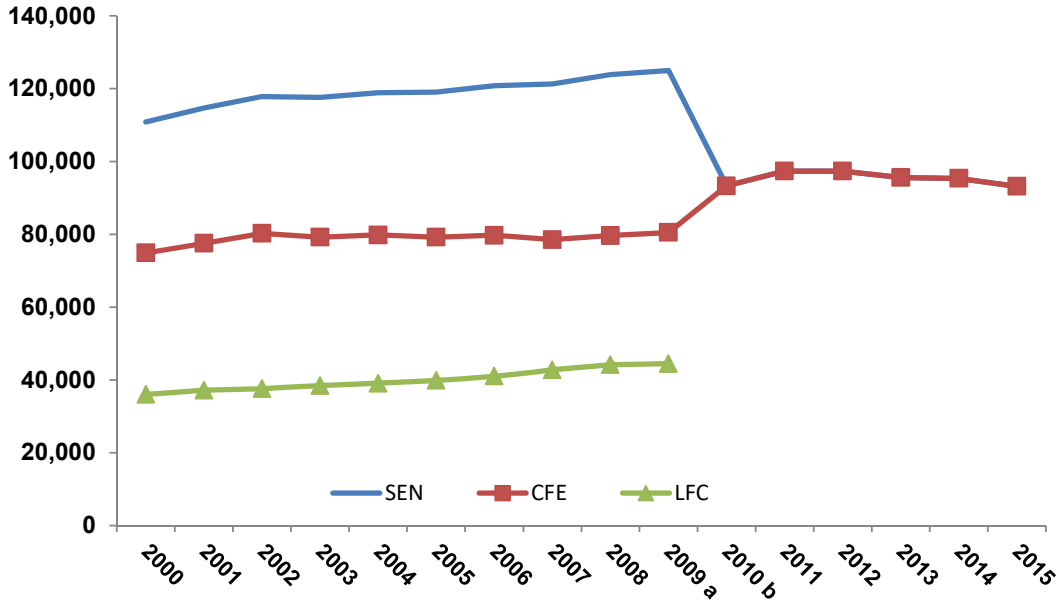
* A partir de 2010 incluye el Área Central.
Nota: A partir de 2012 CFE adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's).
Fuente: Estados Financieros de la CFE.

Indicadores Operativos

Plantilla de Personal Activo

La Gráfica 75 presenta la evolución de la plantilla de personal del SEN, CFE y LFC para el periodo 2000-2009, y de CFE incluyendo la zona central (ahora tres divisiones Valle de México) para el periodo 2010-2015.

Gráfica 75. Plantilla de Personal al cierre de cada periodo



a - En el caso de LFC incluye información de personal hasta el mes de septiembre 2009.
b - En el Caso de SEN y CFE a partir de 2010 incluye personal asignado y contratado en el Área Central.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

El personal activo en el SEN (CFE+LyFC) observó una tendencia ascendente de 2000 a 2009, lo que respondía al comportamiento también ascendente de la plantilla de personal de LyFC.

A raíz de la extinción de LyFC el 11 de octubre de 2009 y al hacerse cargo la CFE de la zona central, la plantilla de personal en el SEN descendió notablemente respecto a años previos, de manera que en los años subsecuentes solo hubo un aumento moderado por el personal de la CFE comisionado y el nuevo contratado en la Zona Central (ahora tres divisiones Valle de México).

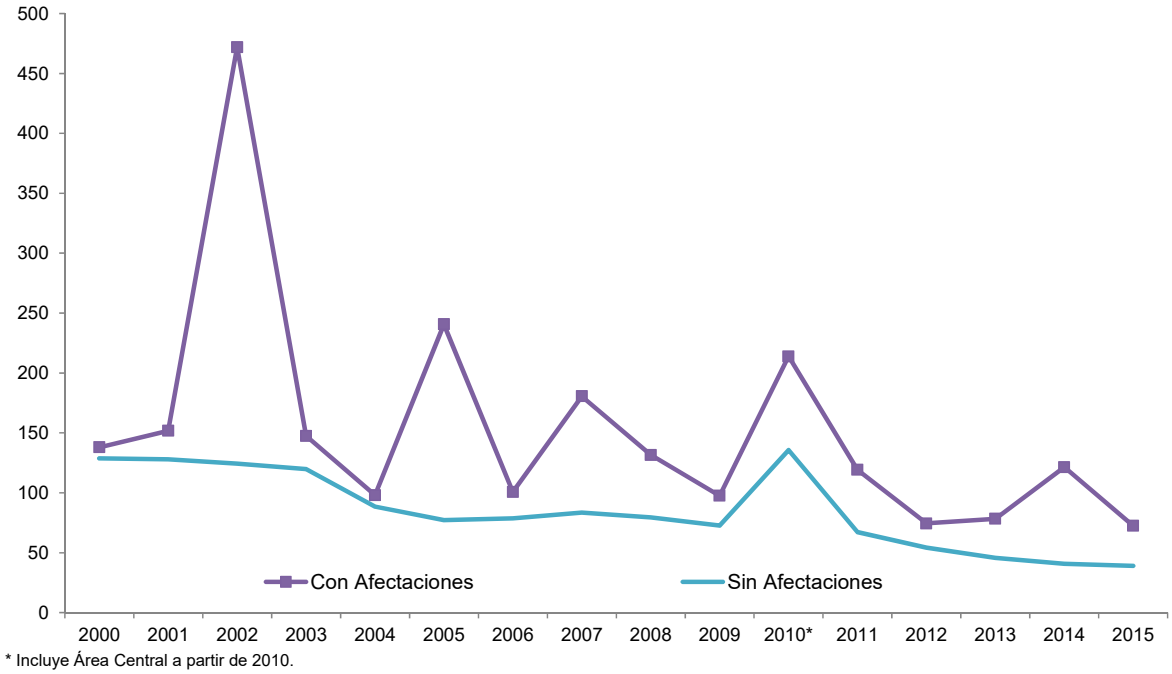
Al mes de septiembre de 2009, LyFC tenía 44.5 mil trabajadores y, después de su extinción, la plantilla de la Zona Central no ha sobrepasado los 13 mil trabajadores.

La CFE reportó 93.2 mil trabajadores activos al cierre de 2015, de los cuales el 87.1% participan en los grandes procesos sustantivos (generación, transmisión y distribución).

Tiempo de Interrupción por Usuario

El número de minutos por usuario en que se interrumpe el servicio a los usuarios es un 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 descendente con y sin dichas afectaciones. En 2005, el indicador sin afectaciones fue de 39.8 minutos/año, con una reducción de 2.2% en relación con 2014. (Véase Gráfica 76).

Gráfica 76. Tiempo de Interrupción por usuario en Año Móvil*
(Minutos / Año)



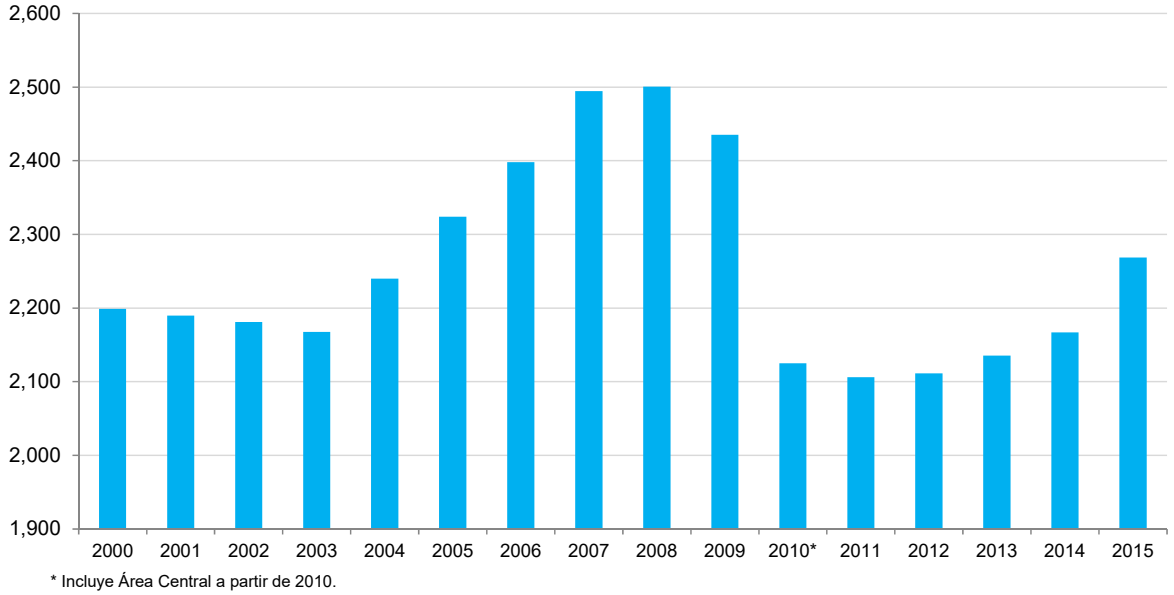
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Ventas Totales de Energía por Trabajador

Este indicador de productividad de la CFE, resulta de dividir las ventas totales de energía eléctrica en año móvil entre el promedio móvil del número de trabajadores en activo de la empresa. Este indicador aumentó notablemente durante el periodo 2004-2008, para después declinar moderadamente a partir de 2009 y de forma considerable en 2010, al incorporarse el impacto negativo de la energía eléctrica no facturada por los altos niveles de pérdidas de energía prevalecientes dentro de la Zona Central que era atendida por la extinta LyFC. No obstante, a partir de 2012 el indicador repunta (mejora) con una tendencia ascendente hasta

cerrar 2015 con incrementos de 7.7% en relación a 2011 y de 4.7% respecto a 2014. (Ver Gráfica 77).

Gráfica 77. Ventas Totales de Energía por Trabajador en Año Móvil*
(MWh / Año)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Pérdidas totales de energía eléctrica

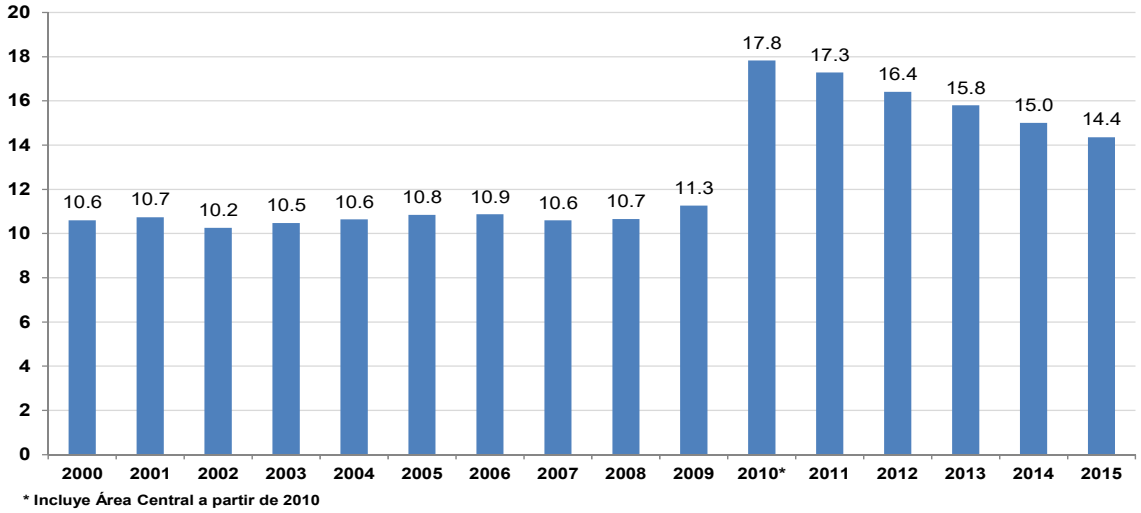
Las pérdidas de energía representan uno de los principales retos de la CFE por su alto valor económico y porque son uno de los indicadores de eficiencia y competitividad de la empresa. Este indicador muestra un comportamiento muy estable durante el periodo 2000-2009, al oscilar su valor entre 10.2% y 11.3%.

Sin embargo, a partir de 2010 el indicador repuntó notablemente a 17.8%, al incorporarse el efecto de las altas pérdidas de energía que se registraban en la Zona Central que era atendida por la extinta LyFC, para después mostrar una tendencia descendente, con reducciones progresivas anuales en un rango de 0.5 a 0.9 puntos porcentuales en los siguientes cinco años, hasta alcanzar un valor de 14.4% en 2015, con una mejora de 3.5 de puntos porcentuales en relación con 2010 y de 0.6 puntos porcentuales respecto a 2014.

El compromiso de la industria eléctrica en México es seguir trabajando en las áreas de transmisión y distribución para alcanzar niveles de pérdidas de entre 10 y 11% para 2018, lo que sentará las bases sólidas para alcanzar, en un futuro no muy lejano, niveles de pérdidas

totales de energía de entre 6 y 7%, equiparables a los que tienen la mayoría de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). (Ver Gráfica 78).

Gráfica 78. Pérdidas Totales de Energía Eléctrica
(Porcientos)

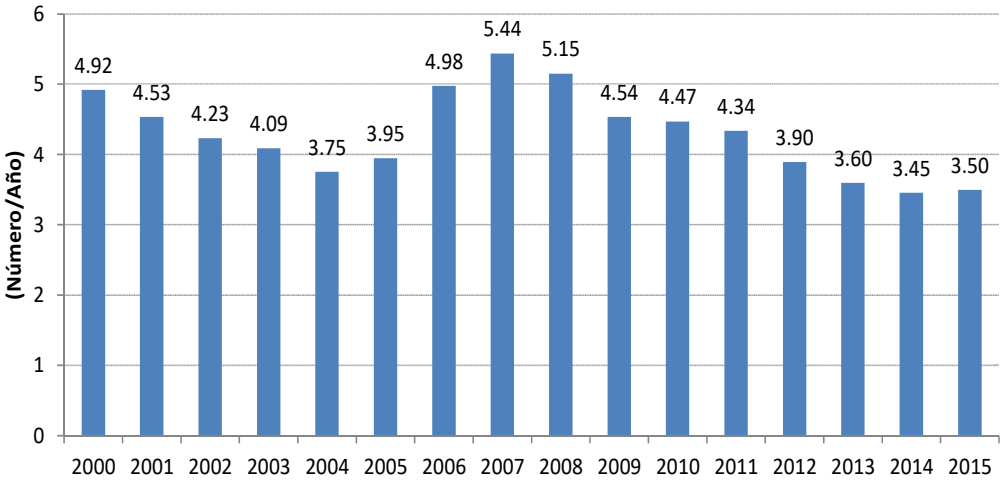


Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Inconformidades por Cada Mil Usuarios (incluye no procedentes)

El objetivo de este indicador es conocer el número de las inconformidades que se presentan por cada mil usuarios por deficiencias en la realización de las actividades de los procesos de distribución, comercial y medición. Una inconformidad es toda aquella manifestación de insatisfacción de los clientes del servicio de energía eléctrica cuya atención amerite la elaboración de una orden de atención. En la siguiente gráfica se presenta la evolución favorable que ha observado este indicador, al disminuir el número de inconformidades por cada mil usuarios, de 5.1 en 2011 a 3.7% en 2015, mejora que se obedeció a la modernización y rehabilitación de la infraestructura eléctrica en el área central y al incremento de capacitación al personal de campo y de atención a clientes. (Ver Gráfica 79).

Gráfica 79. Inconformidades por cada mil usuarios



*Incluye área Central a partir del 2011.
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

10. ESQUEMA TARIFARIO Y SUBSIDIOS

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) generalmente no cuentan con apoyo tarifario (subsidio) y normalmente cubren la totalidad de los costos de suministro (Véase Tabla 14).

Tabla 14. Definiciones de tarifas no industriales

Doméstica	
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.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

El sector industrial cuenta con una gran variedad de tarifas que dependen del nivel de tensión, la hora y patrón de consumo, lo que implica 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 (Ver tabla 15).

Tabla 15. Definiciones de tarifas industriales

Industrial (Empresa Mediana y Gran Industria)	
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 Independientes de Energía.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Apoyos del Gobierno Federal vía tarifas eléctricas

Los apoyos 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, esta equivale al apoyo implícito, 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 las Tablas 16 y 17, en el año 2015 el monto total bruto de los apoyos del Gobierno Federal vía tarifas deficitarias fue de 91,433 millones de pesos, que se repartieron entre los sectores doméstico de bajo consumo (89.3%), agrícola (10.4%) e industrial (únicamente tarifa HT 0.3%).

Tabla 16. Apoyos del Gobierno Federal a las tarifas eléctricas
(Millones de pesos)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Doméstico	**46,682**	**48,454**	**70,597**	**66,116**	**83,697**	**86,646**	**89,821**	**96,644**	**101,565**	**81,609**
Tarifas 1 a 1F	46,682	48,454	70,597	66,116	83,697	86,646	89,821	96,644	101,565	81,609
Tarifa DAC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comercial	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Servicios	**1,389**	**1,283**	**2,866**	**1,953**	**2,582**	**2,220**	**1,699**	**2,152**	**1,508**	**2**
Agrícola	**7,886**	**7,810**	**10,485**	**10,534**	**10,279**	**12,656**	**12,787**	**12,978**	**13,427**	**9,504**
Industrial	**6,702**	**6,674**	**7,302**	**12,681**	**5,560**	**-**	**-**	**-**	**-**	**318.43**
Empresa Mediana	6,702	6,674	7,302	11,467	4,923	-	-	-	-	-
Gran Industria	-	-	-	1,214	637	-	-	-	-	318.43
Monto Total Bruto	**62,659**	**64,220**	**91,250**	**91,284**	**102,118**	**101,522**	**104,307**	**111,774**	**116,500**	**91,433**
Superávit en Tarifas	11,952	9,810	14,239	-7,055	6,378	13,354	17,740	20,044	28,844	25,646
Otros	-	-	-	-	-	-	9,531	5,148	1,429	-5,455
Monto Total Neto	**50,707**	**54,410**	**77,012**	**98,339**	**95,740**	**88,168**	**77,036**	**86,582**	**86,227**	**60,332**
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	60,332

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Los sectores que generaron superávit en tarifas o que pagaron más que el costo contable, aportaron parte del apoyo para los sectores con insuficiencia tarifaria. Por ejemplo, en 2015 se registraron 25,646 millones de pesos en tarifas superavitarias, los cuales, junto con el monto neto de la insuficiencia tarifaria neta registrada en los estados financieros, por 60,332 millones, generaron los apoyos implícitos en tarifas deficitarias para los sectores doméstico, agrícola, industrial (únicamente tarifa HT) y servicios.

Según lo establecía el Artículo 48 de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), desde su establecimiento y hasta 2014, el aprovechamiento constituía un elemento que le aseguraba al Gobierno Federal un determinado nivel de rentabilidad sobre el activo fijo neto en operación de CFE, que se mantuvo en una tasa de 9% por disposición de la SHCP. El Gobierno Federal utilizaba los recursos del aprovechamiento para cubrir los apoyos a los usuarios vía tarifas eléctricas y, en su caso, para realizar aportaciones patrimoniales a la CFE.

Sin embargo y con fundamento en el nuevo marco legal derivado de la Reforma Energética, a partir de 2015 el aprovechamiento ya no es aplicable a la CFE como empresa productiva del Estado, por lo que la insuficiencia tarifaria en este año, por un monto neto de 60,332 millones de pesos, se canceló en su totalidad contra los resultados de la empresa y, por ende, contribuyó a la baja del patrimonio de la CFE.

Tabla 17. Apoyos del Gobierno Federal por grupo tarifario
(Millones de pesos)

Tarifa	Descripción tarifa	Apoyos en 2015 (millones de pesos)	%
	Doméstico	**81,609**	**89.3%**
1	Doméstica para localidades con clima templado	37,601	**41.1%**
1A	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 25°C	4,270	**4.7%**
1B	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 28°C	8,806	**9.6%**
1C	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 30°C	14,594	**16.0%**
1D	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 31°C	3,585	**3.9%**
1E	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 32°C	4,970	**5.4%**
1F	Doméstica para localidades con temperatura media mínima en verano de 33°C	7,782	**8.5%**
	Agrícola	**9,504**	**10.4%**
9	Bombeo de agua para riego agrícola en baja tensión	23	**0.0%**
9M	Bombeo de agua para riego agrícola en media tensión	190.0	**0.2%**
9CU y 9N	Bombeo de agua para riego agrícola con cargo único	9,291	**10.2%**
	Servicios	**2**	**0.0%**
6	Bombeo de agua potable o negras, de servicio público	**2**	**0.0%**
	Industrial	**318**	**0.3%**
HT´s		**318**	**0.3%**
	Total general	**91,433**	**100.0%**

Fuente. Secretaría de Energía con datos de la CFE.

El 89.3% de los apoyos del Gobierno Federal se concentró en el sector residencial, lo que equivale a una transferencia promedio de 2,387 pesos por cada uno de los 34,189,336 usuarios de este sector. Por tarifa, los usuarios más beneficiados son aquellos donde se aplica un mayor apoyo implícito, alcanzando hasta 6,237 pesos por usuario para la tarifa 1F (Véase Tabla 18).

Tabla 18. Apoyos del Gobierno Federal por usuario en 2015
(Millones de pesos)

Sector	Subsidios MMDP	Subsidios por Usuario (Pesos)	Usuarios Promedio
Doméstico (1 a 1F)	81,609	2,387	34,189,336
Doméstico de Alto Consumo			419,678
Comercial			3,824,724
Servicios Alumbrado público, bombeo de agua de servicio público (negras y potables)	2	10	200,900
Agrícola	9,504	74,279	127,949
Empresa Mediana			303,048
Gran Industria	318	322,760	987
Total	**91,433**	**2,340**	**39,066,622**

Tarifa	Usuarios Promedio	Relación precio/costo	Subsidios MMDP	Límite Mensual para DAC
1	19,264,114	37%	37,601	>250
1A	2,051,397	36%	4,270	>300
1B	3,910,140	42%	8,806	>400
1C	5,432,016	49%	14,594	>850
1D	1,127,508	49%	3,585	>1000
1E	1,156,322	43%	4,970	>2000
1F	1,247,839	43%	7,782	>2500

Fuente. Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Tabla 19. Apoyos del Gobierno Federal en 2015 por sector y por entidad federativa
(Millones de pesos)

Estado	Agrícola	Doméstico	Servicios	Industrial Alta tensión	Total	Total (%)
Edo. México	44	7,047	0	8	7,099	7.8%
Sonora	923	4,510	0	10	5,444	6.0%
Veracruz	70	5,333	0	33	5,437	5.9%
Chihuahua	2,661	2,691	0	0	5,352	5.9%
Jalisco	513	4,771	0	4	5,288	5.8%
Ciudad de México	0	4,932	0	7	4,939	5.4%
Guanajuato	1,275	3,315	0	27	4,617	5.0%
Sinaloa	181	4,323	0	0	4,504	4.9%
Nuevo León	86	4,316	2	40	4,444	4.9%
Baja California	280	3,835	0	8	4,122	4.5%
Tamaulipas	60	3,615	0	2	3,677	4.0%
Puebla	259	3,364	0	18	3,641	4.0%
Michoacán	337	2,993	0	42	3,371	3.7%
Coahuila	633	2,432	0	47	3,112	3.4%
Chiapas	68	2,821	0	0	2,889	3.2%
Oaxaca	97	2,308	0	3	2,407	2.6%
Guerrero	9	2,059	0	0	2,068	2.3%
San Luis Potosí	222	1,693	0	25	1,939	2.1%
Tabasco	5	1,907	0	0	1,911	2.1%
Yucatán	110	1,652	0	0	1,763	1.9%
Hidalgo	54	1,457	0	19	1,530	1.7%
Durango	509	989	0	0	1,499	1.6%
Zacatecas	420	976	0	9	1,405	1.5%
Querétaro	160	1,229	0	0	1,389	1.5%
Morelos	38	1,316	0	4	1,358	1.5%
Quintana Roo	5	1,322	0	0	1,327	1.5%
Aguascalientes	231	792	0	5	1,027	1.1%
Baja California Sur	143	815	0	0	958	1.0%
Nayarit	11	867	0	0	878	1.0%
Campeche	26	669	0	0	696	0.8%
Tlaxcala	18	658	0	6	681	0.7%
Colima	58	603	0	0	661	0.7%
Total Subsidio	**9,504**	**81,609**	**2**	**318**	**91,433**	**100.00%**

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

La distribución geográfica de los apoyos muestra una regionalización de los beneficios en favor de la región norte. Destacan Sonora y Sinaloa como las entidades con mayor apoyo por usuario, seguidas de Chihuahua, Baja California Sur, Baja California, Coahuila, Tamaulipas y Durango. Los estados con menor apoyo son: Estado de México con 1,599.5, Hidalgo con 1,634.9 y Oaxaca con 1,765.1 pesos por usuario, respectivamente, y el estado de Sonora el que cuenta con el máximo beneficio con 5,373.9 pesos por usuario. (Véase Mapas 1 y 2).

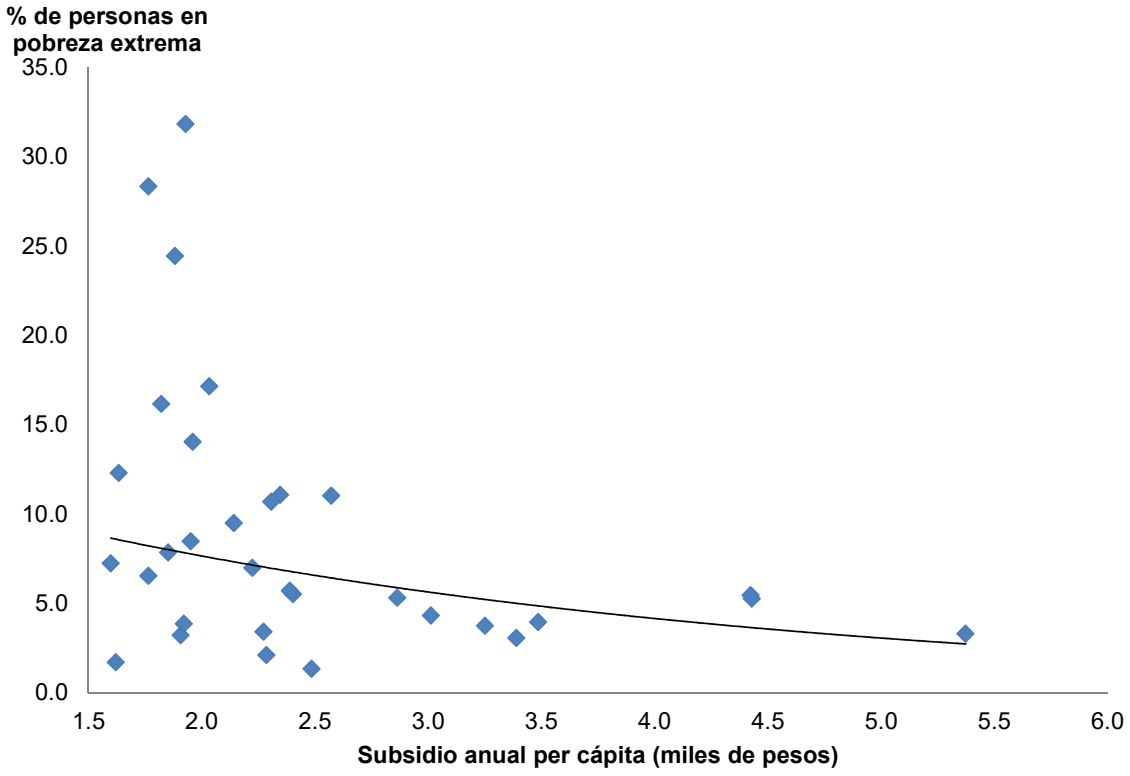
Mapa 1. Apoyos implícitos en tarifas eléctricas por usuario

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Contrario a lo esperado, la distribución del apoyo por usuario doméstico tiende a beneficiar a los estados con menores índices de pobreza (Véase Gráfica 80).

En seguida se muestra una gráfica de dispersión que indica la relación negativa entre la pobreza extrema y los subsidios per cápita a nivel estatal.

Gráfica 80. Pobreza Extrema vs. Apoyo per cápita por estado vía tarifas eléctricas



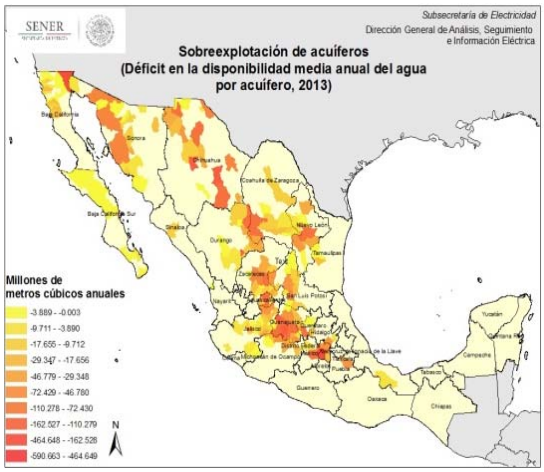
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE y CONEVAL.

Lo anterior se debe a que los apoyos en términos absolutos crecen conforme aumenta el consumo de los usuarios domésticos, lo que implícitamente favorece a aquellos de mayores ingresos y que, por lo tanto, poseen un mayor grado de equipamiento y confort en sus hogares.

Por otra parte, en los mapas 2 y 3 se muestra el apoyo destinado al sector agrícola por estado y el grado de sobre-explotación de mantos acuíferos.

Mapa 2. Apoyo agrícola

Mapa 3. Sobre-explotación de acuíferos[1]



En términos generales, se observa una concordancia geográfica entre la asignación del apoyo al sector agrícola y el grado de explotación de los mantos acuíferos, sobre todo en los estados de Chihuahua, Durango, Coahuila y Nuevo León, así como en el noroeste de Sonora y en la zona central del país que abarca las entidades de Zacatecas, parte de Jalisco, Aguascalientes y Guanajuato.

En este sentido, aunque la actividad agrícola no es la única causa de sobre-explotación de los mantos acuíferos, los apoyos destinados a dicha actividad podrían contribuir al mal uso de los recursos hidrológicos del país.

[1] El grado de sobre-explotación se refiere al déficit en la disponibilidad media anual del agua y se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$DDMAA = R - (DNCOM + VCAS)$$

Donde:

***DDMAA* = Déficit en la disponibilidad media anual del agua.**

***R* = Recarga media anual.** Se refiere al volumen de agua que recibe una unidad hidrogeológica en promedio anual.

***DNCOM* = Descarga natural comprometida.** Es la fracción de la descarga natural de una unidad hidrogeológica, que está comprometida como agua superficial para diversos usos o que debe conservarse para prevenir un impacto ambiental negativo a los ecosistemas o la migración de agua de mala calidad a una unidad hidrogeológica.

***VCAS* = Volumen concesionado de aguas subterráneas.** Es la suma de los volúmenes anuales asignados y concesionados por la Comisión Nacional del Agua para la explotación, uso o aprovechamiento de agua en la cuenca hidrológica, limitaciones que se establezcan en las vedas y si es el caso, los volúmenes correspondientes a reservas, conservación ecológica y reglamentos conforme a la Programación Hidráulica.

Tabla 20. Relación Precio/ Costo

Año	Doméstico	Comercial	Servicios**	Agrícola	Industrial	Total
2000	0.41	1.07	0.88	0.28	0.85	**0.67**
2001	0.42	1.07	0.90	0.29	0.86	**0.67**
2002	0.50	1.04	0.96	0.31	0.90	**0.72**
2003	0.45	1.01	0.86	0.28	0.88	**0.68**
2004	0.44	1.09	0.84	0.27	0.93	**0.71**
2005	0.42	1.09	0.81	0.29	0.93	**0.70**
2006	0.45	1.22	0.85	0.31	0.96	**0.75**
2007	0.46	1.23	0.87	0.32	0.97	**0.76**
2008	0.38	1.05	0.76	0.28	0.98	**0.71**
2009	0.40	1.05	0.85	0.31	0.89	**0.67**
2010*	0.40	1.05	0.87	0.29	0.97	**0.72**
2011	0.42	1.10	0.91	0.33	1.03	**0.76**
2012	0.41	1.16	0.95	0.33	1.05	**0.78**
2013	0.39	1.13	1.02	0.31	1.06	**0.77**
2014	0.39	1.15	1.03	0.27	1.10	**0.79**
2015	0.457	1.242	1.347	0.377	1.054	**0.817**

*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.

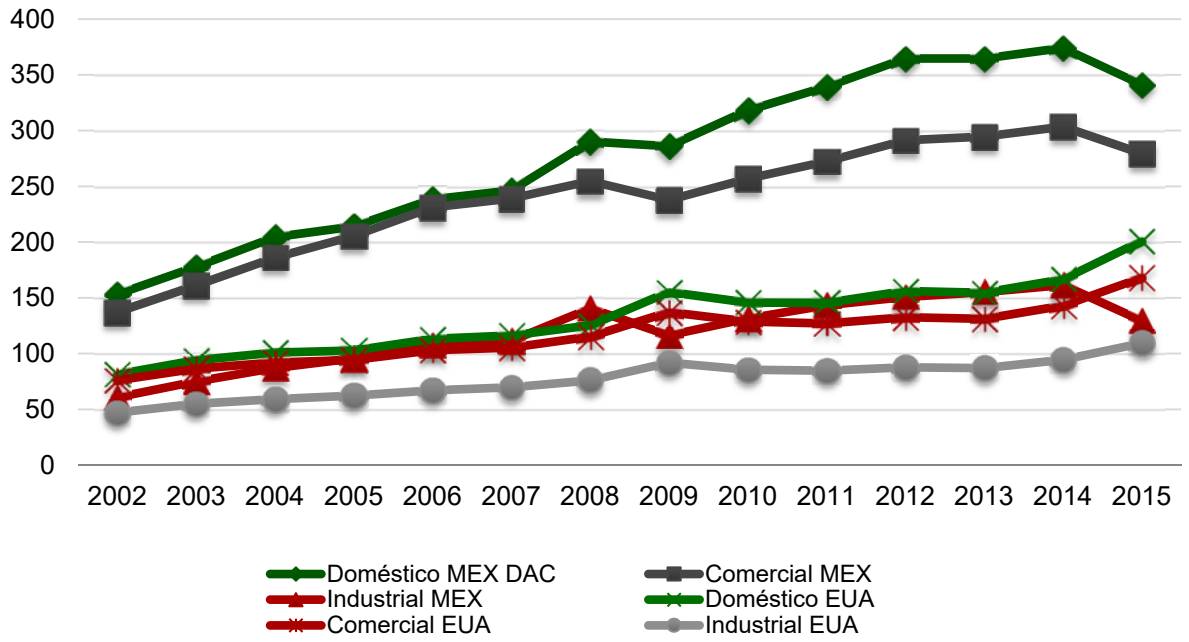
Fuente: CFE.

En 2015, el monto total de los apoyos del Gobierno Federal vía tarifas eléctricas ascendió a 91.4 miles de millones de pesos, del cual, el 99.6% se destinó vía tarifas eléctricas a los usuarios de los sectores agrícola y doméstico. De acuerdo con lo anterior, estos usuarios tuvieron una relación precio/costo de 0.38 y 0.46, respectivamente. En contraste, los usuarios comerciales e industriales tuvieron una relación precio/costo de 1.24 y 1.05 en ese mismo orden, por lo que generaron un superávit tarifario que compensó parte de los apoyos otorgados a los sectores doméstico y agrícola.

Competitividad de los precios de electricidad

Como se muestra en la Gráfica 81, los precios de la electricidad en México son superiores a los correspondientes en los Estados Unidos de América (EUA).

Gráfica 81. Precios de la electricidad EUA vs. México
Centavos/kWh sin apoyos



Nota: A partir de 2010 incluye el Área Central

Fuente: CFE y U.S. Energy Information Administration.

En 2015, los usuarios residenciales de alto consumo y los comerciales mexicanos, que no cuentan con apoyos vía tarifas eléctricas, pagaron un precio medio 69.6% y 66.3% respectivamente más alto que sus vecinos de EUA. Por su parte, en el mismo año los industriales mexicanos pagaron un precio medio 18.4% mayor que los industriales estadounidenses, acortando la brecha amplia que se tenía en años anteriores.

ANEXO

MARCO JURÍDICO DEL NUEVO MERCADO ELÉCTRICO

Figura 1(a).

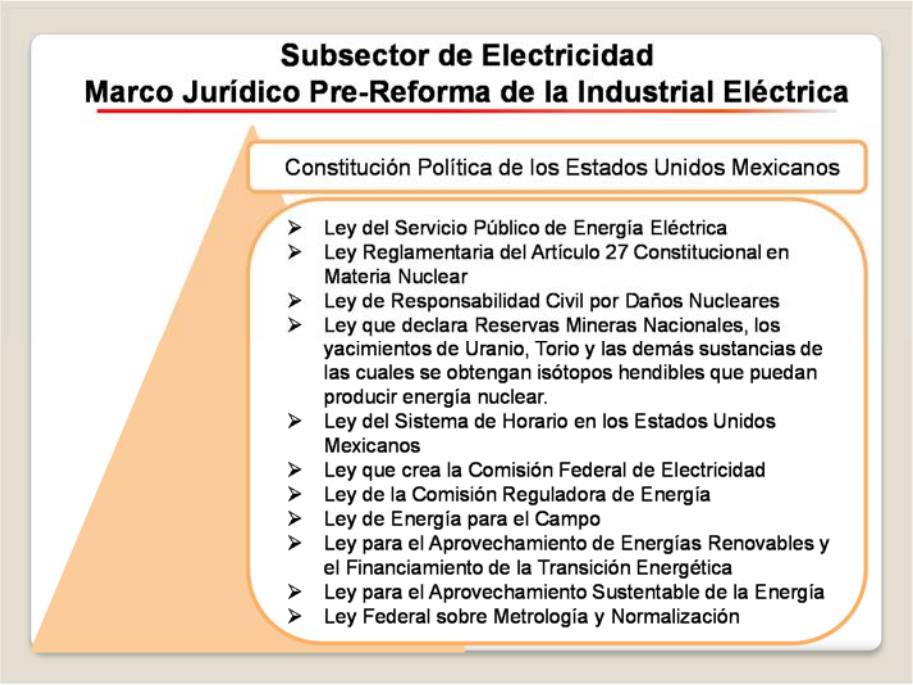


Figura 1(b).

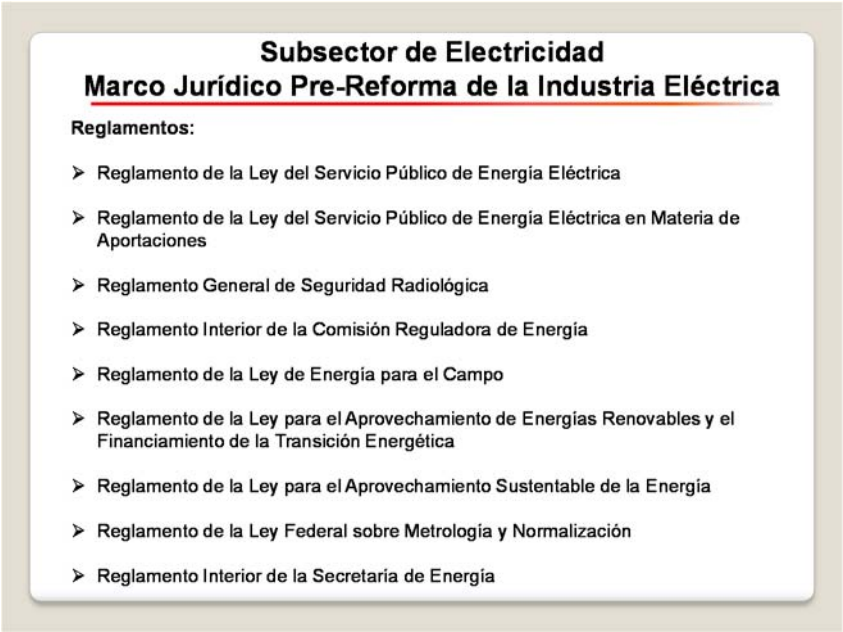


Figura 1(c).

Subsector de Electricidad
Marco Jurídico Pre-Reforma de la Industria Eléctrica

Decretos:

- Decreto por el que se Establece el Horario Estacional que Aplicará en los Estados Unidos Mexicanos
- Decreto por el que se Crea el Instituto de Investigaciones Eléctricas
- Decreto por el que se crea la Comisión Reguladora de Energía
- Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía

Otras Disposiciones:

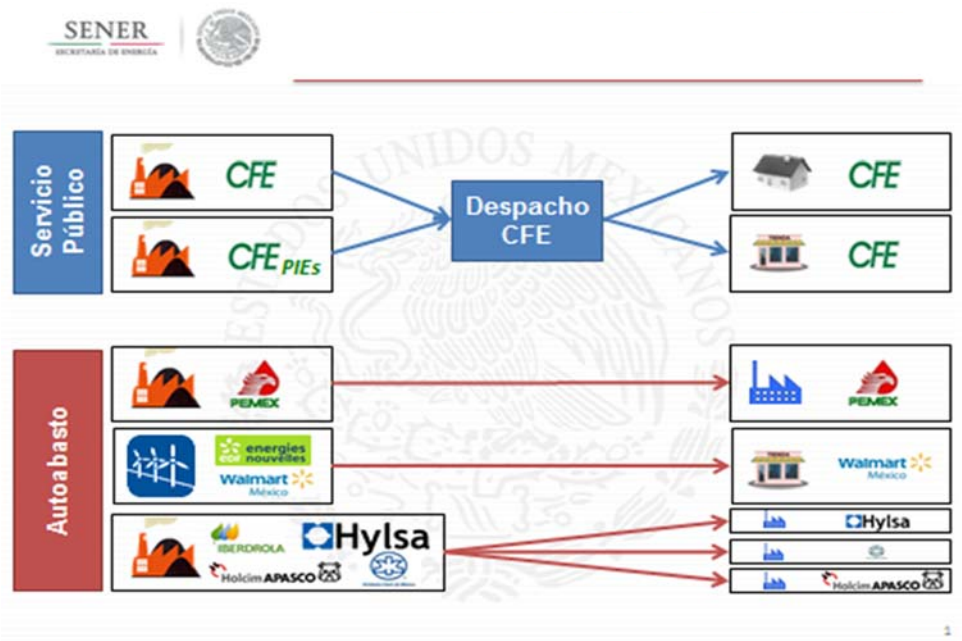
- Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad
- Estatuto Orgánico del Instituto de Investigaciones Eléctricas
- Estatuto Orgánico del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

Previo a la Reforma Energética, en la industria eléctrica prevalecía una problemática estructural de carácter económico, debido a la falta de competencia en la generación y el suministro de electricidad.

Bajo el régimen previo a la Reforma Constitucional del 20 de diciembre de 2013, los proyectos de construcción de plantas de generación de mayor escala dependían en exclusiva de la planeación y ejecución del Estado, con las restricciones presupuestales naturales del gasto público, lo que impedía desarrollar rápidamente las Fuentes potenciales de generación de electricidad de bajo costo. Si bien el incipiente marco jurídico entonces vigente, permitía la participación de particulares en la generación de electricidad, estos solo entregaban la energía producida a la CFE para que ella proveyera, en exclusiva, el suministro a la industria y al público en general.

Aunado a lo anterior, la CFE tenía estructuras de gobierno anticuadas que no respondían a las necesidades del sector, contaba con una limitada regulación jurídica en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de los años 70´s; su objeto no comprendía actividades de gas, ni de telecomunicaciones; no tenía filiales internacionales, ni podía crear vehículos corporativos de propósito específico; su órgano de gobierno no incluía consejeros independientes, ni contaba con un Comité de Estrategia e Inversión, es decir, no contaba con una estructura corporativa diversificada, adecuada a sus áreas de negocios (Véase Figura 2).

Figura 2. Estructura de la industria Pre Reforma



Lo anterior se traducía en las siguientes desventajas:

- Los mexicanos pagábamos una factura eléctrica alta, lo que se traducía en pérdida de bienestar de la población y freno a la competitividad de la economía.
- En la matriz energética nacional predominaban los combustibles fósiles, por lo que la generación de electricidad registraba altos costos económicos y ambientales.
- La tarifa promedio de CFE era 25% superior al promedio en EUA y sin subsidios la diferencia promedio era de 73% más alta.
- México se había rezagado en el aprovechamiento de las Fuentes renovables para generación eléctrica y había perdido la oportunidad de crear empleos “verdes”.
- La red de transmisión era insuficiente y se programaba menos expansión que el crecimiento futuro de la demanda.
- En distribución, las pérdidas de energía eran de 15.3% de la energía generada y llevadas al proceso de facturación, el 21.3% de la energía generada no se cobraba.
- Los altos costos de operación y la pérdida de grandes consumidores, aunado a los usos ilícitos, el no pago de energía y una carga financiera vinculada a subsidios, propiciaron un considerable deterioro financiero de la CFE.

Es por ello que desde el inicio de la presente administración el Gobierno de la República emprendió un proceso para reformar el sector eléctrico en beneficio de los mexicanos y la propia CFE, que culminó, en primera instancia, con la aprobación de la Reforma Energética y de sus leyes secundarias y reglamentos correspondientes por parte del Honorable Congreso de la Unión.

Desde entonces, el Gobierno de la República avanza en la implementación del nuevo marco regulatorio e institucional del sector que impulse el desarrollo de una industria energética moderna y competitiva, de manera que contribuya al crecimiento económico y al desarrollo nacional.

La Reforma Eléctrica en su conjunto permite no solamente abrir la competencia, sino en última instancia modernizar todo el Sistema Eléctrico Nacional, disminuir las pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas, llevar electricidad a los más de dos millones de mexicanos que viven en zonas remotas y que aún no la tienen a través del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, y optimizar los costos, bajando las tarifas finales para el usuario, y como consecuencia final, mejorando la calidad de vida de los mexicanos y creando un entorno de desarrollo industrial más favorable a la producción.

El nuevo marco jurídico y regulatorio emanado de la Reforma Energética ha permitido establecer un nuevo paradigma, con un mercado donde las piezas fundamentales serán la competencia y la transparencia. Sus efectos más esperados serán la reducción de costos en beneficio de la población, la atracción de inversiones nacionales y extranjeras, así como la diversificación de la matriz energética con energías limpias.

Con la Reforma Energética, se abrieron los segmentos de generación y comercialización a la libre competencia, con la participación de empresas públicas y privadas. Para garantizar que plantas de diferentes empresas puedan utilizarse de forma coordinada y eficiente, se encargó el control del nuevo MEM a un operador independiente, que es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

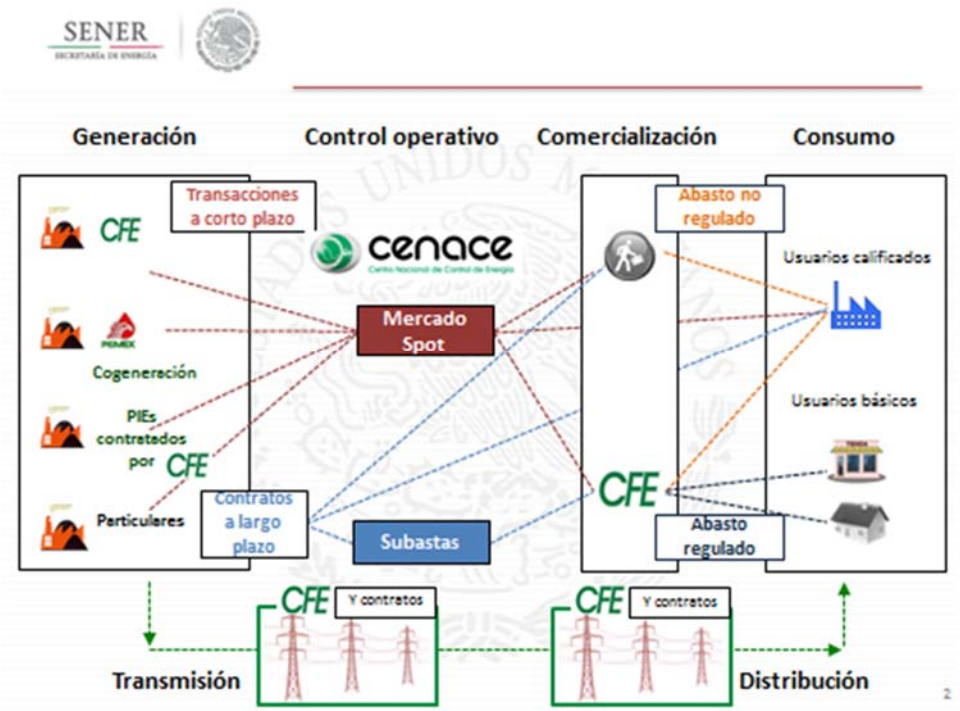
En este mercado, todas las empresas ya sean públicas o privadas, podrán participar en igualdad de circunstancias y bajo las mismas reglas. Las ventajas básicas de este mercado es que todas las empresas generadoras pueden ofrecer productos, que las ventas se asignarán a aquellas que piden el menor precio por su producción y que cualquiera puede entrar al mercado a competir.

Derivado de la apertura del mercado eléctrico, la CFE pasó de ser una empresa paraestatal a una empresa productiva del Estado, la cual tendrá ahora como reto desarrollar estrategias comerciales, planes de suministro de combustibles y mecanismos de inversión y financiamiento que le permitan reducir gradualmente sus costos de generación y comercialización.

El MEM es la pieza central de la nueva organización industrial del sector eléctrico, en el que los diferentes participantes, generadores, suministradores y usuarios podrán comprar y vender energía y servicios conexos, potencia, Certificados de Energía Limpia y Derechos Financieros de

Transmisión, es decir, los diferentes productos necesarios para la operación eficiente de un sistema eléctrico y bajo una nueva estructura dinámica (véase Figura 3).

Figura 3. Nueva estructura de la Industria



El MEM es, sin duda, la piedra angular de la estrategia mexicana para aumentar la eficiencia y la productividad del Sistema Eléctrico Nacional, introduciendo competencia en los segmentos liberalizados de generación y comercialización, para así reducir los costos de suministro y, por ende, las tarifas eléctricas a niveles competitivos con otros países que han desarrollado mercados de este tipo, en beneficio de la industria, el comercio y los hogares de nuestro país.

En el MEM operarán los siguientes instrumentos:

- Mercado de Energía de Corto Plazo
- Mercado para el Balance de Potencia
- Mercado de Certificados de Energías Limpias
- Subastas de Derechos Financieros de Transmisión
- Subastas con el objetivo de asignar contratos.

La Reforma Energética en el sector eléctrico atraerá cantidades importantes de inversión. Para el periodo 2016-2030, se estima que las inversiones en el sector eléctrico ascenderán a más de 2.2 billones de pesos, de los cuales se proyecta destinar el 75% a generación, el 12% a transmisión y el 13% a distribución.

Adicionalmente, se estima que en este sexenio se construirán 30 nuevos gasoductos (siete de ellos de internación con Estados Unidos), esto es, cerca de 10 mil kilómetros adicionales de gasoductos y una inversión de casi 16 mil millones de dólares, de manera que para 2019, se habrá ampliado la red de gasoductos en 85%.

Al cierre de 2015, el estado de los 30 gasoductos era el siguiente: 8 gasoductos concluidos, 5 gasoductos en construcción, 5 gasoductos adjudicados, 5 gasoductos en licitación y 7 gasoductos en proyecto.

Con estas bases y paralelamente a la implementación de la Reforma Energética en el sector eléctrico, se ha privilegiado la sustitución de combustibles caros y contaminantes como el combustóleo y el diésel por Fuentes más baratas y más amigables con el medio ambiente, como lo es el gas natural y las Fuentes de energías renovables.

Entre 2012 y 2015, la CFE redujo 48% el uso de combustóleo para la generación de energía eléctrica y esta estrategia seguirá en adelante. Para 2018, con la entrada en operación de nuevos gasoductos, de centrales convertidas, de nuevas centrales de ciclo combinado y de energías renovables, la CFE proyecta reducir su consumo de combustóleo en 90% con respecto a 2012.

Lo anterior, aunado a la baja de los precios de los combustibles en los mercados internacionales, posibilitó que entre diciembre de 2013 (año en que se aprobó la Reforma Energética) y diciembre de 2015, las tarifas eléctricas hayan registrado las siguientes disminuciones en sus cargos por energía:

- La tarifa del sector industrial, en tarifa horaria de media tensión, se redujo en 46.8% para la energía base. La tarifa de la energía intermedia se redujo en 46.8%. La tarifa de la energía punta se redujo 20.6%.

- La tarifa del sector industrial, en tarifa ordinaria de media tensión, se redujo en 34.3%.
- La tarifa del sector comercial con demanda mayor a 25 Kilowatts se redujo 30.4%.
- La tarifa del sector comercial, con demanda hasta 25 Kilowatts, se redujo en 14.0%.
- La tarifa del sector doméstico de alto consumo se redujo 14.1%.

En el caso de las tarifas domésticas de bajo consumo, a partir del 1 de enero de 2015 se determinó suspender el mecanismo de incremento de 4% anual que se aplicaba desde 2006 y, además, reducir estas tarifas en 2%, respecto a diciembre de 2014.

Tabla 21. Marco Jurídico de la Reforma en el Sector Eléctrico
Febrero/2008 – Diciembre/2015

Fecha	Regulación	Definición	Enlace
Reforma Constitucional en Materia Energética			
20 de diciembre de 2013	DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.	Reforma los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y agrega 21 transitorios. Y que en materia del sector eléctrico señalan que es exclusivo de la Nación la planeación y el control del SEN y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes. Asimismo, se establece a la Comisión Reguladora de Energía como el organismo regulador del SEN.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
Leyes Secundarias			
11 de agosto de 2014	Ley de la Industria Eléctrica	Tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), conforme al nuevo modelo del sector eléctrico nacional. Asimismo, con la finalidad de promover el desarrollo sustentable de la industria, establece las obligaciones para los integrantes de la industria eléctrica, en materia de servicio público y universal, Energías Limpias, reducción de emisiones contaminantes, transparencia, acceso abierto, entre otros.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf
	Ley de la Comisión Federal de Electricidad	Se define el fin y el objeto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Empresa Productiva del Estado, regula su organización y funcionamiento, y establece su régimen especial para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en la LIE y en términos de la estricta separación legal que establezca la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf

	Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética	Regula la organización y funcionamiento de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía, además establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético para fomentar la colaboración entre los reguladores del sector, la Secretaría de Energía, el Centro Nacional de Control del Gas Natural y el Centro Nacional de Control de Energía, para ejecutar, emitir recomendaciones y analizar los aspectos de la política energética establecida por la SENER.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf
Reglamentos de Ley			
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica	Establece las disposiciones que regulan la planeación y control operativo del SEN, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica; procura el cumplimiento de las obligaciones de Servicio Público de transmisión y distribución de Energía Eléctrica y de servicio universal que propicien la operación continua, eficiente y segura de la Industria Eléctrica.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía	Establece las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y demás legislación aplicable, a la Secretaría de Energía y cada una de sus unidades administrativas.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&fecha=31/10/2014
28 de noviembre de 2014	REGLAMENTO Interno de la Comisión Reguladora de Energía	Establece la estructura y regula la organización y funcionamiento de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&fecha=28/11/2014
Estatutos, Decretos y Términos			
31 de marzo de 2014	Reformas al ESTATUTO de la Comisión Federal de Electricidad	Establece las modificaciones de la estructura del Órgano Interno de Control y las facultades del Abogado General de la CFE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&fecha=31/03/2014

28 de agosto de 2014	DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía	Establece la creación del CENACE como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene por objeto ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso a la Red Nacional de transmisión y a las Redes Generales de distribución, además de proponer la ampliación y modernización de la Red Nacional de transmisión y los elementos de las Redes Generales de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista.	http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20CENACE%20DOF%202014%2008%2028.pdf
9 de marzo de 2015	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía[1]	Establece la organización y funcionamiento de sus unidades administrativas, y la distribución de las facultades y atribuciones encomendadas al CENACE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5384722&fecha=09/03/2015
Instrumentos normativos para la industria eléctrica			
Tarifas			
7 de septiembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de transmisión de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018	Presenta las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial al servicio público de distribución de energía eléctrica, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx

31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Energía para el año 2016	Presenta las tarifas aplicables en el año 2016 por el servicio público de operación del CENACE.	http://www.cre.gob.mx/acuerdos.aspx
Bases del Mercado y Manuales			
8 de septiembre de 2015	Bases del Mercado Eléctrico	Definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.	Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015 Quinta Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407717&fecha=08/09/2015
19 de noviembre de 2015	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo	Describe y establece los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para llevar a cabo las Subastas de Largo Plazo a que se refiere el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica, y la Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&fecha=19/11/2015
Modelos de contrato, convenios y avisos para interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)			
31 de diciembre de 2015	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista	Da a conocer el calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&fecha=31/12/2015
Criterios para interconexión, inspección y verificación de la industria eléctrica			
2 de junio de 2015	CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga	Establecen los tipos de estudios que podrá solicitar el representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, a fin de que el CENACE defina las características específicas de la infraestructura y requerimientos necesarios para llevar a cabo la Interconexión o Conexión a la Red Nacional de transmisión (RNT) o Redes Generales de distribución (RGD) de nuevas centrales eléctricas y nuevas centros de carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&fecha=02/06/2015

17 de julio de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza y expide los modelos de contrato provisional de interconexión, así como los convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes	Presenta los Modelos de Contrato provisional de interconexión y de Convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes, para ser utilizados por los permisionarios que hayan celebrado Contratos Legados, cuyo plazo concluya una vez vigente la Ley de la Industria Eléctrica, pero con anterioridad a la entrada en operación del MEM y la autorización y expedición de los modelos de contratos y convenios al amparo de la referida Ley.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&fecha=17/07/2015
Permisos y registros para Participantes del Mercado			
24 de diciembre de 2014	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para la importación de energía eléctrica de una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, conforme al transitorio décimo, párrafo tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica	Establece las disposiciones administrativas de carácter general que reglamentan la importación de energía eléctrica mediante una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al SEN, sujeta a la autorización por la CRE para satisfacer las necesidades de Centros de Carga en territorio nacional e interconectados a la Red Nacional de transmisión o a las Redes Generales de distribución de uno o varios Usuarios Finales, previo a la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con lo señalado por el artículo Décimo Transitorio de la LIE.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&fecha=24/12/2014
8 de abril de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica a la CRE, que se emiten en cumplimiento de los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica, 21 y 22 de su Reglamento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&fecha=08/04/2015

24 de septiembre de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto y el formato de solicitud de permisos de suministro calificado y de suministro de último recurso.	Establece los términos para presentar la información relativa al proyecto y los formatos para las solicitudes de permiso de suministro calificado y de suministro de último recurso ante la CRE, con fundamento en los artículos 130 de la Ley de la Industria Eléctrica y 21 y 22 de su Reglamento.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&fecha=24/09/2015
Suministro, Potencia y Demanda Agregada			
Diversificación y promoción de Fuentes de Energías Limpias			
31 de octubre de 2014	LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición	Establecen las definiciones y criterios para el otorgamiento de CEL y para el establecimiento de los requisitos para su adquisición, para cumplir con el objetivo de lograr las metas de la política en materia de participación de las Energías Limpias en la generación de energía eléctrica, con el mínimo costo y con base en mecanismos de mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
19 de diciembre de 2014	Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios	Integra un conjunto de recomendaciones de política pública que permitan impulsar la transición hacia tecnologías y combustibles más limpios en el país, encaminadas al desarrollo de un mercado energético eficiente, una economía de bajo carbono y mejores condiciones de bienestar social.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5376676&fecha=19/12/2014
24 de diciembre de 2015	Ley de Transición Energética	Tiene la finalidad de regular el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

31 de marzo de 2015	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018	Establece el Requisito de Certificados de Energías Limpias en 5% correspondiente al periodo de obligación 2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
Diciembre 2015	Prospectivas del Sector Energético 2015 - 2029	Proporciona información que refleja las necesidades futuras de electricidad del país para el periodo 2015-2029. Además, se enriquece con ejercicios de sensibilidad que responden al panorama cambiante de los energéticos, y brindar opciones para reducir la exposición al riesgo y lograr el menor impacto ambiental, todo ello con el propósito de servir una herramienta de análisis en la transición energética hacia un sector más sustentable.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

Fuente: Secretaría de Energía.

Participantes privados

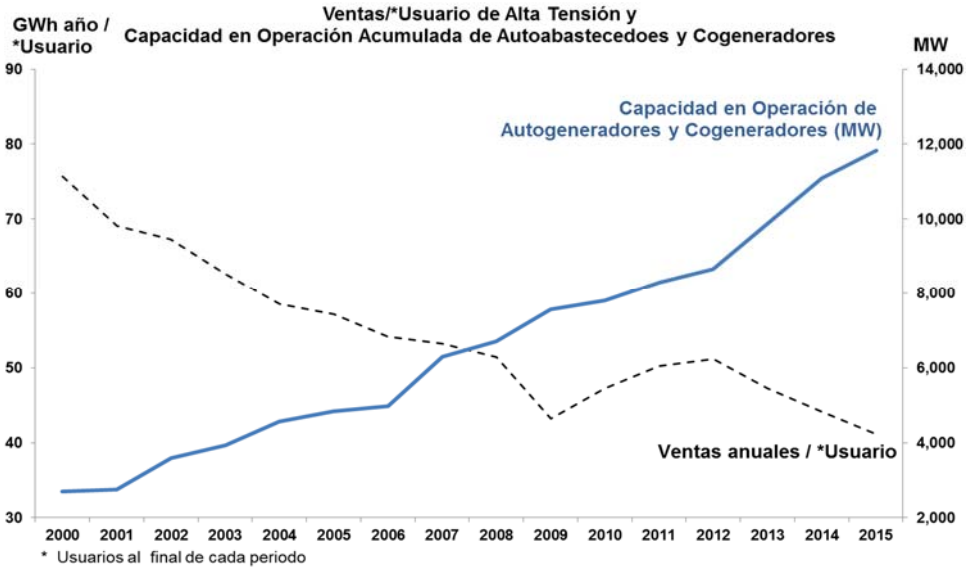
La participación privada a través del autoabastecimiento y la cogeneración ha implicado para la CFE una pérdida de grandes consumidores industriales. Esto se ha reflejado en una caída del consumo promedio de los usuarios del servicio de energía eléctrica en alta tensión de la empresa.

Este fenómeno se denomina "descreme", y se da cuando la empresa regulada pierde a los consumidores que adquieren los mayores volúmenes de energía eléctrica.

Esto puede ser reflejo tanto de la ineficiencia en los procesos de generación, transmisión y distribución por parte de la empresa regulada como de la rigidez de la política tarifaria bajo el antiguo régimen, lo que en cierta medida ha impedido a la empresa regulada reducir sus costos de suministro y, por ende, los precios ofrecidos a grandes consumidores industriales, de manera que algunos de ellos han optado por generar su propia energía eléctrica que demandan sus procesos industriales.

En la Gráfica 82, se puede apreciar que durante el periodo 2002-2015 las ventas por usuario en alta tensión muestran una tendencia generalmente a la baja (eje izquierdo), mientras que la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración ha venido cada vez más en aumento, al grado que estas variables han presentado un comportamiento muy divergente a partir de 2013, año en que se aprobó la Reforma Energética.

Gráfica 82.



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.