

Prospectiva del sector eléctrico  
2004-2013

## Secretaría de Energía

FERNANDO ELIZONDO BARRAGÁN  
Secretario de Energía

CARLOS GARZA IBARRA  
Subsecretario de Planeación Energética  
y Desarrollo Tecnológico

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ  
Subsecretario de Hidrocarburos

JOSÉ ALBERTO ACEVEDO MONROY  
Subsecretario de Electricidad

MANUEL MINJARES JIMÉNEZ  
Oficial Mayor

CARLOS MONTAÑO FERNÁNDEZ  
Director General  
de Planeación Energética

SILVIA MARROQUÍN LARA  
Jefa de la Unidad  
de Comunicación Social

DIRECCIÓN GENERAL DE PLANEACIÓN ENERGÉTICA

# Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013



México, 2004

## **Responsables**

Carlos Montaña Fernández  
Director General  
de Planeación Energética

Virginia Doniz González  
Directora de Integración  
de Política Energética Nacional

Eduardo Espinosa Bustamante  
Subdirector de Integración  
de Política Energética

## **Edición**

José Alberto Díaz Montaña  
Director de Difusión

Teresa Mira Hatch  
Subdirectora de  
Comunicación Gráfica

María Eugenia Silva Romo  
Jefa del Departamento  
de Diseño Gráfico

© Secretaría de Energía  
Primera edición, 2004

Derechos reservados. Se prohíbe la reproducción  
total o parcial de esta obra por cualquier método.  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890  
Col. Del Valle  
CP 03100  
México, DF  
ISBN: 968-874-186-8  
Impreso en México  
[www.energia.gob.mx](http://www.energia.gob.mx)

Agradecemos la participación de las siguientes dependencias, entidades, organismos e instituciones para la integración de esta prospectiva

*Comisión Federal de Electricidad*

*Comisión Nacional para el Ahorro de Energía*

*Comisión Reguladora de Energía*

*Instituto de Investigaciones Eléctricas*

*Instituto Mexicano del Petróleo*

*Luz y Fuerza del Centro*

*Pemex Corporativo*

*Pemex Gas y Petroquímica Básica*

*Pemex Refinación*



- 9 **Presentación**
- 11 **Introducción**
- 13 **Resumen ejecutivo**
- 15 **Capítulo uno: Mercado internacional de energía eléctrica**
  - 1.1 Evolución mundial de la demanda de energía eléctrica
    - 1.1.1 Consumo per cápita de electricidad
    - 1.1.2 Evolución de la intensidad energética de electricidad
  - 1.2 Capacidad instalada mundial de energía eléctrica
    - 1.2.1 Tendencia de los combustibles para la generación eléctrica en los mercados mundiales
    - 1.2.2 Consumo de combustibles en la generación eléctrica y energía renovable
- 23 **Capítulo dos: Marco regulatorio en la industria eléctrica**
  - 2.1 Instrumentos de regulación
    - 2.1.1 Contratos de interconexión para fuentes firmes
      - 2.1.1.1 Contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica
      - 2.1.1.2 Convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica
      - 2.1.1.3 Convenios de servicios de transmisión
      - 2.1.1.4 Regulación para fuentes renovables de energía
  - 2.2 Permisos de generación eléctrica
    - 2.2.1 Usos propios continuos
    - 2.2.2 Productor independiente de energía
    - 2.2.3 Autoabastecimiento y cogeneración
    - 2.2.4 Permisos de importación y exportación
  - 2.3 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en la industria eléctrica
- 31 **Capítulo tres: Mercado eléctrico nacional**
  - 3.1 Consumo nacional de electricidad
    - 3.1.1 Consumo sectorial y regional de electricidad
      - 3.1.1.1 Ventas internas por región
    - 3.1.2 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado (SI)
    - 3.1.3 Estructura tarifaria
    - 3.1.4 Comercio exterior
  - 3.2 Estructura del sistema de generación eléctrica
    - 3.2.1 Capacidad instalada nacional
    - 3.2.2 Capacidad de generación del servicio público
      - 3.2.2.1 Capacidad de generación por región estadística
  - 3.3 Producción de energía eléctrica
  - 3.4 Generación por permisionarios de energía eléctrica

- 3.5 Capacidad de transmisión y distribución del SEN
  - 3.5.1 Estructura general
  - 3.5.2 Evolución de la red nacional de transmisión y distribución 1993-2003

53 **Capítulo cuatro: Prospectiva del sector eléctrico nacional**

- 4.1 Escenarios macroeconómicos y supuestos básicos
- 4.2 Pronóstico del consumo nacional de electricidad 2004-2013
  - 4.2.1 Análisis regional del mercado de energía eléctrica
  - 4.2.2 Demanda máxima por área operativa del SEN
- 4.3 Expansión del sistema eléctrico nacional
  - 4.3.1 Capacidad de reserva
  - 4.3.2 Programa de expansión 2004-2013
    - 4.3.2.1 Capacidad comprometida o en construcción
    - 4.3.2.2 Capacidad adicional no comprometida
    - 4.3.2.3 Programa de retiro de capacidad
    - 4.3.2.4 Capacidad adicional por región estadística
    - 4.3.2.5 Tecnologías de generación en la expansión
  - 4.3.3 Importación y exportación de energía eléctrica
  - 4.3.4 Evolución del sistema de generación 2004-2013
  - 4.3.5 Consumo de combustibles en la generación eléctrica
- 4.4 Autoabastecimiento y cogeneración
- 4.5 Evolución esperada de la red nacional de transmisión
- 4.6 Requerimientos de inversión del sector eléctrico nacional
- 4.7 Opciones técnicas para la expansión del sistema de generación

87 **Capítulo cinco: Ahorro de energía y fuentes renovables**

- 5.1 Programas de ahorro de energía eléctrica
  - 5.1.1 Ahorro de energía: demanda
  - 5.1.2 Ahorro de energía: oferta
    - 5.1.2.1 Cogeneración
    - 5.1.2.2 Fuentes renovables de generación de energía eléctrica
- 5.2 Avances recientes en investigación y desarrollo de tecnologías para generación

97 **Anexos**

- 1 Resumen de las Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, 2004
- 2 Tablas regionales
- 3 Glosario de términos
- 4 Abreviaturas y siglas
- 5 Consulta base para la elaboración de la prospectiva

117 **Referencias para la recepción de comentarios**



Uno de los retos más grandes para México es impulsar el sector energético con el objetivo de satisfacer oportunamente la demanda de la población, y así, incrementar el bienestar nacional. Una infraestructura energética plenamente desarrollada, al igual que un servicio confiable, de calidad y a precios competitivos, propician un ambiente estable en el cual se desarrollan con certidumbre las actividades económicas.

Gracias a la expansión del sistema eléctrico nacional en los últimos años, se cuenta con una gran cobertura que contribuye a mejorar las condiciones de vida cotidianas de todos los ciudadanos. De esta manera, todo aquel país que pretenda crecer de manera sostenida y generalizada debe contar con un sector eléctrico sólido y accesible.

El horizonte para los próximos años señala la necesidad de reforzar la estructura del sector eléctrico con el fin de brindar un mejor servicio, así como asegurar la confiabilidad en el sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es por ello que la necesidad de reformar el marco jurídico del sector eléctrico se vuelve cada vez más una necesidad menos eludible y necesaria.

Las restricciones presupuestales del sector, la necesidad de incrementar la capacidad de generación, de transmisión y de la distribución de energía eléctrica y los análisis futuros del sector eléctrico convergen en la necesidad de una reforma eléctrica integral y eficaz que brinde certeza jurídica a todos los participantes y permita un desarrollo sustentable y competitivo del sector.

El debate de una reforma eléctrica debe centrarse sobre los hechos que enmarcan al sistema eléctrico nacional. La reforma del sector eléctrico debe responder a los retos que se vislumbran próximamente para la nación, con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica y un servicio en óptimas condiciones de calidad y precio.

La viabilidad del sector en el futuro responde a las decisiones que se tomen bajo una adecuada planeación. Los obstáculos para la reforma son superables si la sociedad las respalda. Entre más rápido se concrete el fortalecimiento de la estructura eléctrica nacional, se sentarán las bases para un desarrollo más claro y promisorio para todos los mexicanos.

*Fernando Elizondo Barragán*  
Secretario de Energía

El desarrollo del sistema eléctrico está encaminado a mejorar el bienestar social de la población y proporcionar un servicio de mejor calidad, acompañado de mejoras en eficiencia y confiabilidad.

El sector eléctrico exige, debido a su configuración, proyecciones de largo plazo para poder satisfacer las demandas en tiempo y forma, mismas que se plasman en esta Prospectiva 2004-2013.

El primer capítulo denota las tendencias de los mercados eléctricos a nivel mundial, así como los combustibles que internacionalmente están predominando para la generación de energía eléctrica. Además se consideran las políticas energéticas de otros países, así como sus estimaciones para el sector eléctrico en los próximos años.

El siguiente capítulo resume el marco jurídico que regula al sector eléctrico, los alcances que ha obtenido, la evolución de los permisionarios, así como las normas oficiales mexicanas en la industria eléctrica.

El contexto histórico se analiza en el tercer capítulo donde se describe el comportamiento de las variables macroeconómicas que inciden directamente en el desarrollo del sector eléctrico. Además se señalan las trayectorias en los últimos años y los resultados que se han obtenido en materia de capacidad y generación eléctrica, tanto del servicio público como de los permisionarios.

Los resultados de las estimaciones realizadas con base a la información histórica se muestran en el cuarto capítulo. Cada proyección es realizada con el fin de establecer opciones futuras para la planeación del sector. Se analiza el consumo esperado, la expansión del sistema eléctrico nacional, la evolución del autoabastecimiento y cogeneración, así como los requerimientos de inversión del sector.

El último capítulo detalla los logros en materia de ahorro de energía eléctrica, así como la evolución reciente de las fuentes renovables de energía. Asimismo se establece el escenario estimado para cada tipo de tecnología.

Finalmente, se incluyen cinco anexos con información complementaria para una mejor comprensión de este documento, así como referencias para la recepción de comentarios.

La *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013* detalla la situación que atraviesa el país respecto a este sector, los desafíos y el panorama esperado para los próximos diez años.

El sector eléctrico a nivel internacional muestra una diversidad de modelos de mercado, desde los que son suministrados por particulares, hasta mercados operados exclusivamente por el gobierno. Se estima que en los próximos diez años, la demanda mundial de energía eléctrica aumente en 2.4% anual. Asimismo, se espera que la participación en el consumo de energía eléctrica por parte de los países industrializados disminuya en 6 puntos porcentuales en la próxima década.

La participación de los combustibles fósiles sigue siendo predominante con 68% respecto al total y las fuentes renovables participan con el 22% de la generación eléctrica. Se prevé que la participación del gas natural en la generación de energía eléctrica aumente de 18.4% en 2001 a 21% en 2015.

El segundo capítulo muestra el dinamismo de los permisionarios en la generación de energía eléctrica. El 49% de la capacidad autorizada pertenece a la modalidad de productores independientes, el 27% al autoabastecimiento y 10% a la cogeneración. La capacidad autorizada en 2003 para los permisos administrados de autoabastecimiento y cogeneración ascendió a 7,887 MW.

En 2003 los productores independientes de energía representaron el 54% de la capacidad en operación total y contribuyeron con el 59% de la generación producida total. Cabe señalar que todas las nuevas centrales que entraron en operación en 2003 pertenecen a esta modalidad de permisionarios.

El siguiente capítulo señala que el crecimiento del consumo nacional de electricidad fue de 4.9% en el periodo 1993-2003. La baja actividad económica en el sector industrial del país durante 2003 se reflejó en la ventas internas las cuales crecieron en 0.1%.

La capacidad instalada del servicio público en 2003 aumentó en 8.2%, para ubicarse en 44,554 MW. Las nuevas centrales que entraron en operación son bajo la tecnología de ciclo combinado. El proyecto de mayor capacidad que entró en operación en 2003 fue Altamira III y IV con 1,036 MW de capacidad instalada.

La generación bruta de energía eléctrica aumentó 1.2% respecto al año pasado, ubicándose en 203,555 GWh. Las centrales de ciclo combinado continúan aumentando su participación y representan el 27% de la capacidad total. Esto se traduce en una mayor participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, lo que representa el 34.5% del total.

Las estimaciones bajo el escenario base para los próximos 10 años en el capítulo cuarto indican que el consumo nacional aumentará en 5.6% y las ventas internas en 5.7%. Con el fin de dar abasto a la demanda de energía eléctrica, se estima una capacidad requerida en el servicio público de 25,018 MW para los próximos diez años: además se considera una adición de 1,123 MW por parte de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. Esto significa que a finales de 2013 se prevé un total de 26,141 MW en el programa de expansión.

Se estima que las centrales de ciclo combinado continúen en aumento y en 2013 representen el 45.1% de la generación total. Asimismo, en 2013 las centrales termoeléctricas convencionales disminuirán su participación a 18%. Esto conlleva a que el gas natural en 2013 represente, según las estimaciones, el 56% del consumo de combustibles para la generación eléctrica total.

Por último, en el capítulo cinco se estima que en 2004 se registre un ahorro de energía acumulado de 15.5 TWh y 37.8 TWh en 2013. Asimismo, con el horario de verano, se ahorró 1,165 GWh para 2003. El ahorro de energía, visto por el lado de la oferta, se lleva a cabo a través de la cogeneración y la energía renovable, en donde un programa de actividades se ha abierto para ofrecer tecnologías eficientes y limpias. A principios de 2004 se tenía registrado 75 permisos para generar energía eléctrica con fuentes de energía renovable.

En este capítulo se analizan las tendencias internacionales referentes al pronóstico de la demanda y oferta eléctrica, así como otros indicadores relevantes. El crecimiento demográfico y la actividad económica incidirán en el comportamiento de los mercados del sector eléctrico, sobre todo en países en desarrollo donde hay altas tasas de crecimiento poblacional. La innovación tecnológica marca en gran parte el rumbo de la electricidad bajo un contexto internacional, al definir su alcance y viabilidad.

Dentro de las prioridades de los países en desarrollo se encuentran: aumentar el número de usuarios con acceso al servicio de electricidad y mejorar la calidad y eficiencia de su sistema eléctrico. Este objetivo requiere de una planeación anticipada por la naturaleza misma de la industria eléctrica y de las inversiones que respaldan los programas elaborados. Algunos países han optado por políticas energéticas que atraigan inversión extranjera para satisfacer sus necesidades en materia de electricidad y de esa manera, electrificar sus zonas rurales y aumentar la calidad de vida de sus habitantes.

## **1.1 Evolución mundial de la demanda de energía eléctrica**

Se espera que la demanda mundial de energía eléctrica en el periodo 2001-2015 presente un crecimiento del 2.4% anual. Los países en desarrollo serán los mayores demandantes durante los próximos años debido a que estos presentan una tasa esperada de crecimiento económico anual de 4.5%. Cabe destacar el papel de Asia, donde se estima un crecimiento económico del 5.6% anual, ubicando a esta región por encima del crecimiento económico mundial esperado (3.0%), (véase cuadro 1).

Norteamérica presenta la tasa de crecimiento más elevada en su demanda dentro del bloque de los países industrializados, a pesar que Estados Unidos ha disminuido su demanda debido a mejoras en eficiencia. Se estima que la economía de Norteamérica crecerá a una

tasa anual de 3.1% mientras que el resto de los países industrializados aumentarán alrededor de un 2.4%.

Los pronósticos del Producto Interno Bruto (PIB) para Asia se mantienen dentro de los más altos para los próximos años con una tasa promedio anual de 5.6%, lo cual se refleja en un 3.9% de crecimiento para su demanda de energía eléctrica. De manera similar, las estimaciones de demanda para los países de Centro y Sudamérica registran un 2.9% de crecimiento anual. Esta región depende en gran medida de fuentes renovables y de plantas hidroeléctricas para la generación de electricidad. Ante esta dependencia, varias naciones actualmente buscan alternativas para diversificar los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica.

El bloque europeo occidental muestra uno de los crecimientos más bajos en la demanda de energía eléctrica (1.2%). Ello obedece a la madurez que alcanzó su infraestructura y a la prácticamente nula tasa de crecimiento de su población, el cual se estima que para los próximos 15 años aumente en 0.1%, notablemente inferior al promedio mundial esperado de 1.1%.

En contraste, la demanda por electricidad en Medio Oriente reflejará el impacto del crecimiento acelerado de su población (tasa anual de 1.9%). El consumo estimado se incrementará para el periodo 2001-2015 en 247 TWh, con una tasa de crecimiento anual de 3.0%.

### 1.1.1 Consumo per cápita de electricidad

Cada país posee marcos estructurales propios debido a factores como su población, extensión o tendencias económicas, lo cual dificulta las comparaciones internacionales. Esto mismo ocurre con el sector eléctrico de cada nación. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica per cápita es un indicador que logra comparar a cada nación mediante los indicadores de consumo de energía eléctrica y población. Cabe mencionar que el uso del ingreso per cápita como indicador es deseable para agrupar países por nivel de desarrollo. Otra ventaja es que proporciona información respecto a los avances alcanzados y esperados en cuestión de energía eléctrica debido a que permite observar a diversos países o bloques con ingresos per cápita diferentes, pero con una misma demanda eléctrica.

El consumo de energía eléctrica por habitante de los países industriales en 2001 fue 3.5 veces mayor que el promedio mundial, con 7,608 KWh/habitante. Asimismo para finales de 2015 se espera que esta diferencia se mantenga prácticamente sin cambios, ubicándola en 3.4 veces mayor. Por el contrario, el promedio de consumo per cápita mundial es 2.7 veces mayor que el asiático; no obstante, hacia finales de 2015, se espera que este margen disminuya para ubicarse en solo 2.2 veces mayor. Este efecto es resultado de las altas tasas de crecimiento económico que se pronostican para Asia. Esta misma

Cuadro 1  
Consumo de energía eléctrica, 2001-2015  
(TWh)

	2001	2010	2015	tmca 2001-2015
<b>Mundial</b>	<b>13,290</b>	<b>16,358</b>	<b>18,453</b>	<b>2.4</b>
<b>Países industrializados</b>	<b>7,296</b>	<b>8,456</b>	<b>9,173</b>	<b>1.6</b>
Norteamérica	4,036	4,839	5,306	2.0
Europa Occidental	2,246	2,486	2,659	1.2
Asia Industrializada	1,014	1,132	1,208	1.3
<b>Europa Oriental/Ex-Unión Soviética</b>	<b>1,815</b>	<b>2,181</b>	<b>2,447</b>	<b>2.2</b>
<b>Países en desarrollo</b>	<b>4,179</b>	<b>5,721</b>	<b>6,833</b>	<b>3.6</b>
Asia	2,650	3,723	4,508	3.9
Medio Oriente	476	635	723	3.0
África	384	499	602	3.3
Centro y Sudamérica	668	864	1,000	2.9

tmca= tasa media de crecimiento anual.

Fuente: Elaborado con información del reporte anual de la IEA/IEO 2003.



tendencia se espera en el consumo per cápita para los países en desarrollo, para los cuales se espera una tasa del 2.2%, misma que se ubica por encima del promedio mundial (véase cuadro 2).

Norteamérica se ratifica una vez más como la región de mayor consumo por habitante de electricidad, registrando un consumo de energía per cápita en 2001 de 9,679 KWh/habitante; asimismo, para los próximos 15 años, se pronostica un aumento de 1,468 KWh por habitante. Un incremento similar se espera para Asia Industrializada donde se estima un crecimiento de 1,135 KWh por habitante a lo largo del periodo de análisis. Ambas regiones registran los mayores crecimientos en niveles de consumo por energía eléctrica.

Las regiones de Europa Oriental/ExUnión Soviética, Asia y, Centro y Sudamérica muestran un pronóstico alto para el consumo per cápita con tasas de crecimiento anual de 2.4%, 2.7% y 1.7% respectivamente. Cada tasa se ubica por encima del promedio mundial (1.2%) debido a que sus respectivos sectores de energía eléctrica continúan sin alcanzar la madurez y el crecimiento de sus demandas se mantiene elevado, especialmente por las tasas de crecimiento poblacional.

Medio Oriente registra una de las tasas de crecimiento en el consumo per cápita más bajas con un 1.1% para el periodo del 2001 al 2015. No obstante se espera una tasa de crecimiento económico de 3.8% y una tasa demográfica de 1.9%, lo cual impactará en su consumo per

cápita ocasionando que se incremente de 1,927 a 2,245 KWh/habitante, cifra cercana al promedio mundial (2,566 KWh/habitante). Debido a circunstancias similares, este mismo fenómeno se espera para Centro y Sudamérica, donde el incremento resultará en 404 KWh/habitante para finales de 2015.

La posición de México de acuerdo con su consumo de energía eléctrica e ingreso per cápita lo coloca por debajo de la media mundial; sin embargo, su consumo per cápita supera al de América Latina (AL) lo cual lo sitúa en una mejor posición (véase Gráfica 1).

Los países industrializados como Canadá y E.U.A. continúan mostrando altos índices de consumo de energía eléctrica per cápita junto con altos ingresos por habitante. En contraste, países como la India o China registran bajos niveles de ingresos relacionados con bajos niveles de consumo per cápita. Sin embargo, se espera para estos países que en los próximos años este escenario se modifique debido a las medidas que cada nación ha adoptado respecto al área eléctrica.

### 1.1.2 Evolución de la intensidad energética de electricidad

Uno de los indicadores usados para identificar el comportamiento del uso de la energía eléctrica es la intensidad energética. Ésta se define como la razón entre la cantidad de energía eléctrica consumida y el

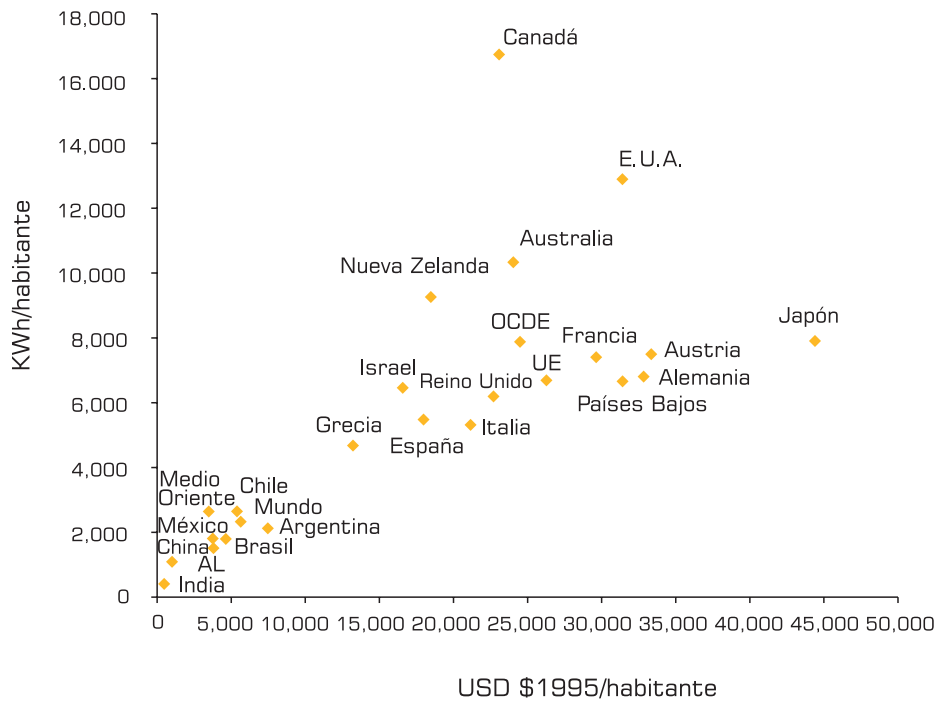
Cuadro 2  
Consumo de energía eléctrica por habitante, 2001-2015  
(KWh/habitante)

	2001	2010	2015	tmca 2001-2015
<b>Mundial</b>	<b>2,163</b>	<b>2,397</b>	<b>2,566</b>	<b>1.2</b>
<b>Países industrializados</b>	<b>7,608</b>	<b>8,414</b>	<b>8,941</b>	<b>1.2</b>
Norteamérica	9,679	10,612	11,147	1.0
Europa Occidental	5,744	6,278	6,698	1.1
Asia Industrializada	6,760	7,399	7,895	1.1
<b>Europa Oriental/Ex-Unión Soviética</b>	<b>4,427</b>	<b>5,425</b>	<b>6,148</b>	<b>2.4</b>
<b>Países en desarrollo</b>	<b>875</b>	<b>1,056</b>	<b>1,185</b>	<b>2.2</b>
Asia	806	1,018	1,171	2.7
Medio Oriente	1,927	2,160	2,245	1.1
África	472	507	555	1.2
Centro y Sudamérica	1,561	1,796	1,965	1.7

tmca= tasa media de crecimiento anual.

Fuente: Elaborado con información del reporte anual de la IEA/IEO 2003.

Gráfica 1  
Ingreso y consumo por habitante en países seleccionados, 2002



Fuente: Elaborado con base en *International Energy Outlook 2003* e información del reporte anual de la OCDE.

PIB. Este indicador es útil debido a que señala las necesidades de cada país o región en cuestión eléctrica. Los cambios que el indicador pueda mostrar a lo largo del tiempo responden a diferentes factores como: cambios en la estructura productiva del país, innovación tecnológica, factores internacionales o cambios en la canasta de energéticos.

La evolución en los últimos años de la intensidad eléctrica en el contexto internacional indica una tendencia ascendente para las regiones de África, Asia (sin considerar China) y América Latina. Este comportamiento señala que se requiere cada vez más electricidad por unidad de PIB. El PIB con tendencia ascendente para cada región mencionada, ha registrado a partir de 1997 un crecimiento promedio anual de 3.7%, 6.2% y 3.8% respectivamente, mientras que el consumo de energía eléctrica durante el mismo periodo señala tasas de crecimiento anual de 3.8%, 7.2% y 6.0% respectivamente (véase Gráfica 2).

Las regiones que muestran una tendencia constante es debido a la estabilidad que ha alcanzado su sector eléctrico y su infraestructura desarrollada. La OCDE y la Unión Europea desde 1985 registran una

tendencia constante, sin fluctuaciones significativas a la baja o a la alza. Los cambios que presentan son de manera lenta y moderada.

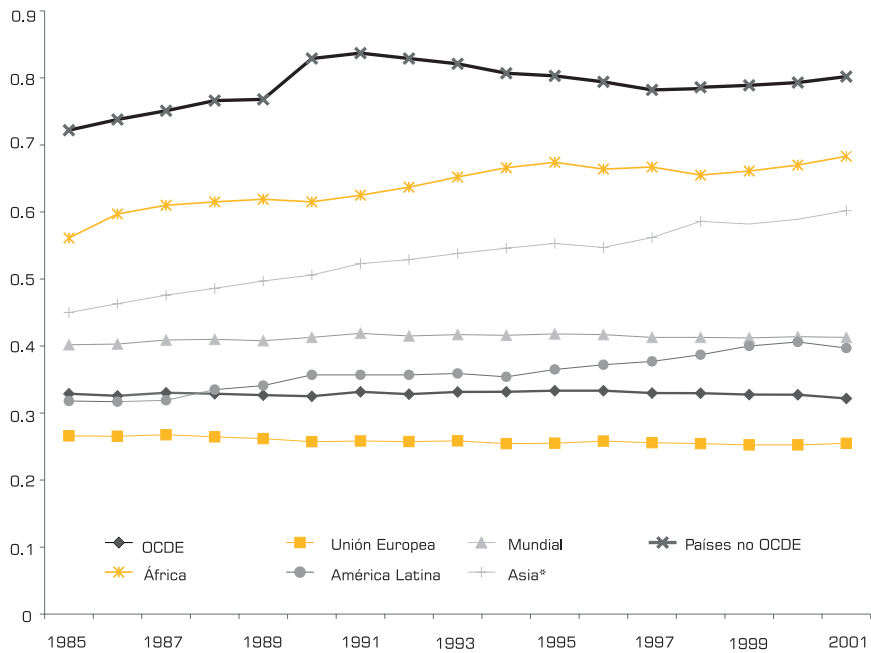
## 1.2 Capacidad instalada mundial de energía eléctrica

La capacidad mundial instalada en el año 2002 fue de 3,465<sup>1</sup> GW, lo que significó un incremento de 100 GW con respecto al año anterior. Cabe señalar que desde 1990 a 2002, la capacidad instalada mundial de energía eléctrica se ha incrementado en 787 GW con una tasa promedio anual de 2.2%. Sin embargo, la capacidad instalada mundial no ha crecido a la par que el consumo de energía eléctrica mundial, la cual registró un crecimiento promedio anual para el mismo periodo de 2.9%.

Asia y Oceanía registran un crecimiento promedio anual de 5.3% para el periodo 1990-2002, ubicándose como el más alto en relación con el resto de las regiones. Le siguen Latinoamérica y Medio Oriente con

<sup>1</sup> Fuente: Energy Information Administration; IEA 2002

Gráfica 2  
Consumo de energía eléctrica por unidad de PIB, 1985-2001  
(KWh/USD 1995)

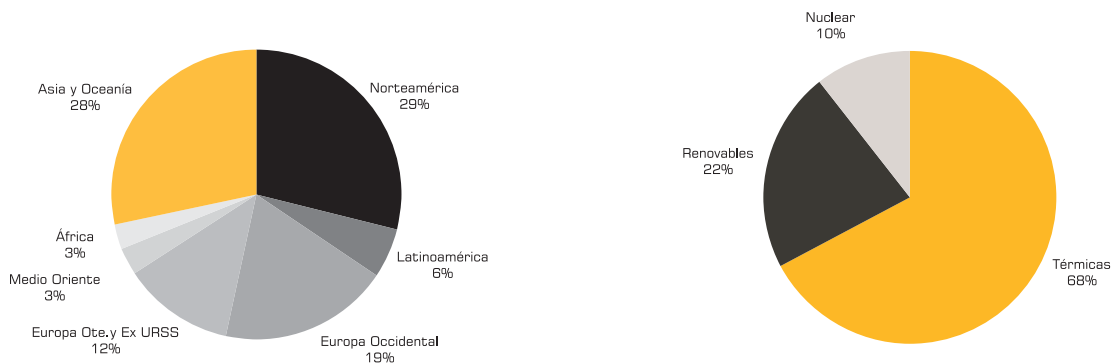


\*/ No incluye China  
Fuente: IEA, *Energy Balances of OECD countries and Energy Balances of non OECD countries 2002*.

un crecimiento promedio anual de 3.2% y 3.1% respectivamente. Norteamérica no comparte las mismas tasas de crecimiento en su capacidad instalada, su crecimiento promedio anual es de 1.4 % en contraste con su tasa de consumo de energía eléctrica para el periodo 1990-2001 de 2.2%. Europa Oriental y Ex Unión Soviética presentan una tendencia contraria al resto de las regiones por registrar una tasa anual de -0.2 %.

Norteamérica y Asia-Oceanía representan con respecto a la totalidad de capacidad instalada mundial el 57%; esto debido a la infraestructura que han desarrollado, así como la demanda esperada de Asia-Oceanía que sigue siendo de las más altas a nivel mundial. Norteamérica cuenta con una capacidad instalada de 1,002 GW y Asia-Oceanía con 979 GW, lo que contrasta significativamente con el resto de las regiones que en conjunto aportan 1,484 GW (véase Gráfica 3).

Gráfica 3  
Capacidad instalada mundial de generación eléctrica por región y tipo, 2002  
3,465 GW



Fuente: Elaborado con información del reporte anual de la IEA/IEO 2003.

La capacidad instalada de energía eléctrica se clasifica en térmica, renovable y nuclear. Medio Oriente es la región que se caracteriza por el uso de energía térmica ya que el 95% de su capacidad instalada es de este tipo de tecnología, le sigue África con 78% y en Latinoamérica sólo representa el 36% de su capacidad instalada total. Sin embargo Latinoamérica encabeza la lista de capacidad instalada con energía renovable al representar el 61% de su totalidad, mientras que la región que le sigue es Europa Occidental con 22%. La capacidad instalada que opera con energía nuclear representa en Europa Occidental el 23% respecto al total.

### 1.2.1 Tendencia de los combustibles para la generación eléctrica en los mercados mundiales

El consumo de energéticos para generación de electricidad en el mundo representó 39% del total de energía demandada en el 2002. En particular se esperan aumentos constantes en el uso del gas natural para la producción eléctrica en los siguientes años.

#### • Carbón

El carbón se mantiene como el combustible principal a nivel mundial, a pesar de que su ritmo de crecimiento ha disminuido desde hace dos décadas y además por la mayor penetración del gas natural en los mercados.

#### • Nuclear

En relación con la energía nuclear, se pronostica que disminuirá su uso en las naciones industrializadas, debido a que los reactores llegarán al final de su vida útil.

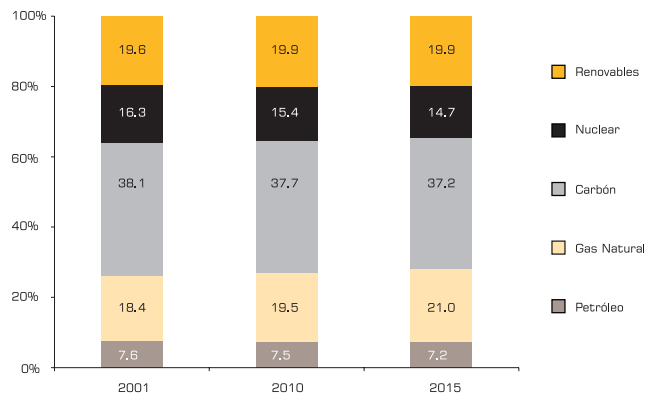
#### • Renovables

Se espera que la generación eléctrica en plantas hidroeléctricas y otros recursos renovables aumente en 35% para finales de 2015, mientras que su participación en la generación eléctrica se mantendrá en sus niveles actuales, con alrededor de un 20%.

#### • Gas Natural

Se estima que los mercados de generación de energía eléctrica aumenten su dependencia respecto al uso de gas natural. Esto debido a las ventajas tecnológicas y eficiencia por parte de las plantas de ciclo combinado. De esta manera, se espera que para finales de 2015 su participación aumente 2.6 puntos porcentuales a nivel mundial (véase Gráfica 4).

Gráfica 4  
Evolución mundial de energéticos para la generación de energía eléctrica, 2001-2015 (porcentajes)



Fuente: Elaborado con base en el reporte anual de la IEA/IEO 2003.

#### • Petróleo

La participación de este combustible en la generación eléctrica se estima que disminuya en los siguientes años. La implementación de medidas de seguridad así como normas ambientales han reducido el uso del petróleo para generar electricidad a nivel mundial.

#### • Precios de los combustibles fósiles

El precio de los combustibles fósiles para la generación eléctrica se ha incrementado recientemente, pero se proyecta que se mantengan relativamente bajos con respecto a los costos de la energía nuclear y de los recursos renovables. Bajo esta perspectiva, el precio de los combustibles fósiles podría ser alterado por políticas públicas o programas gubernamentales (normas ambientales) provocando que se fomente el uso de combustibles que no sean fósiles.

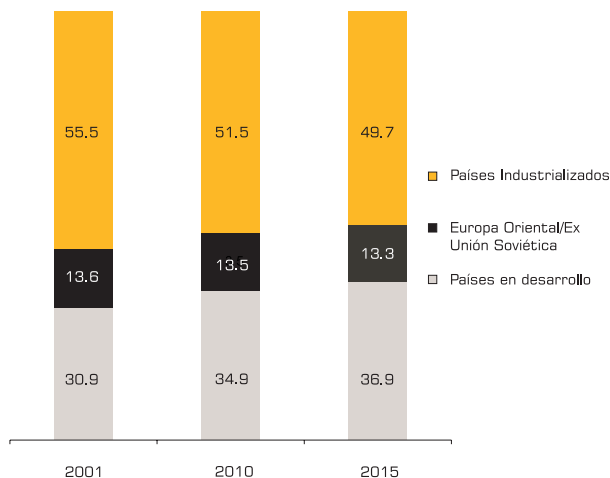
### 1.2.1 Consumo de combustibles en la generación eléctrica y energía renovable

En el periodo 2001-2015 se estima que el promedio mundial del consumo de combustibles sea de 2.3% anual. Se espera que los países en desarrollo registren en general un crecimiento de 3.5% en su consumo de combustibles, mientras que en los países industriales sea de 1.6% anual.

Los países industrializados disminuirán su participación en consumo de energéticos para la generación de eléctrica de 55.5% a 49.7% con respecto al total mundial. En tanto que los países en desarrollo aumentarán su participación en seis puntos porcentuales para los próximos 15 años (véase Gráfica 5).

Gráfica 5

Participación regional en el consumo de energéticos para la generación de electricidad, 2001-2015 (porcentajes)



Fuente: Elaborado con información del reporte anual de la IEA/IEO 2003.

#### • Carbón

Actualmente, el 64% del carbón consumido mundialmente es utilizado para generar electricidad. El carbón mantiene esta tendencia gracias a los países que cuentan con grandes reservas de este energético. Un claro ejemplo es Estados Unidos, el cual cuenta con una de las mayores reservas a nivel mundial, y con ello genera alrededor de la mitad de su electricidad. Este mismo fenómeno sucede con China, India, Alemania, Polonia, Sudáfrica y Australia. La competencia entre el gas natural y el carbón disminuirá la participación del carbón en algunos países (Europa Occidental); sin embargo, no se espera una disminución significativa. En países en donde el carbón representa un 20% de la participación, como Canadá y Sudamérica, se pronostica que continúe esta misma participación.

#### • Gas Natural

En el mediano plazo, se estima que el sector eléctrico incremente su consumo de gas natural en 3% anual, siendo el crecimiento más alto

con respecto al resto de los combustibles que se utilizan para generar electricidad. Cabe agregar que se pronostica que su participación en el mercado de los países industrializados aumente de un 16% en 2001 a un 21% en 2015. Este efecto no se refleja de la misma manera en los países en desarrollo, donde el mercado de gas aún no cuenta con la suficiente infraestructura; esto ocasiona que la participación de 14% de gas natural en esta zona se mantenga hasta el año 2015.

Los países industrializados están actualmente aumentando la construcción de plantas de ciclo combinado, las cuales presentan costos más baratos y una mayor eficiencia que las térmicas. En los países en vías de desarrollo se proyecta una diversificación de los combustibles hasta ahora utilizados. Su política responde a su dependencia hacia las hidroeléctricas, las cuales han ocasionado apagones durante severas sequías. Cabe resaltar que la participación del gas natural con respecto al total de energéticos consumidos para la generación eléctrica aumentará de 18% a 21% en el periodo de análisis.

#### • Nuclear

El comportamiento del gas natural limitará la participación de la energía nuclear, lo cual se refleja en el pronóstico de crecimiento que disminuye ligeramente de un 16% en 2001 a un 15% en 2015. Se considera que la tendencia de alejarse de esta energía por parte de los países industrializados no cambie, además de suponer que no habrá construcciones de nuevas plantas nucleares que equilibren el total con respecto a las que terminan de operar. A finales de 2003 existían 441 plantas nucleares en operación a nivel mundial y 34 en construcción.

Al menos 20 naciones dependen en un 20% de la energía nuclear para la generación eléctrica. En términos generales, se espera que la energía nuclear se incremente de 353 GW en 2001 a 407 GW en 2015. Las capacidades adicionales más significativas se presentarán en China, India, Japón y Rusia. Cada país incrementará su capacidad en 14 GW, 4 GW, 10 GW y 7 GW respectivamente.

#### • Hidroeléctricas

Las fuentes de energía renovables utilizadas para la generación de electricidad presentan un crecimiento moderado de 2.0% durante el periodo de análisis, crecimiento similar a la tasa mundial de consumo de combustibles (2.1%). El aumento se deberá en gran parte a las plantas hidroeléctricas que se terminen en los países en desarrollo, particularmente en Asia, China e India. La hidroeléctrica Tres Gargantas en China se completó a mediados del año 2003 con una capacidad de generación de 18,200 MW, además en India se iniciará una

hidroeléctrica con una capacidad de 1,500 MW. Asimismo, algunos países de Centro y Sudamérica (Brasil, Perú y Venezuela) planean expandir sus plantas hidroeléctricas. Brasil espera construir 17 plantas hidroeléctricas en 2004 con una capacidad de 4,149 MW, a pesar de la sequía que sufrió en el periodo de 2000 a 2001. Hydro Québec en Canadá planea construir 6,000 MW en hidroeléctricas como capacidad adicional en los próximos 10 años<sup>2</sup>.

- **Eólicas**

La energía eólica ha mostrado el crecimiento más acelerado de todas las energías renovables. Sus instalaciones son efectivas para llevar energía eléctrica a comunidades rurales que no pueden ser conectadas a las redes nacionales. Los países vanguardistas en esta industria son España, Alemania y Dinamarca. Alemania instaló en 2002 una capacidad de 3,247 MW de energía eólica, por lo que actualmente cuenta con 12,000 MW de este tipo de energía.

<sup>2</sup> Información con base en el *Energy Information Administration e International Energy Outlook 2004*

Un buen desempeño del sector eléctrico depende en gran medida de las regulaciones que imperen en el sector, de tal manera que las reglas sean claras para cada participante y garanticen de manera confiable un trato justo a los usuarios y proveedores del sistema eléctrico. Es por ello que una buena regulación acompañada de una planeación económica adecuada aseguran un marco de confiabilidad para el desarrollo de un sector eléctrico eficiente y sustentable.

En diciembre de 1992, el Congreso de la Unión aprobó reformas a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica con el objeto de alentar la inversión privada en la generación de energía eléctrica.

Las figuras creadas con el fin de aumentar la oferta de energía eléctrica y de esta manera satisfacer la demanda creciente de la población fueron:

- Autoabastecimiento: Generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales.
- Cogeneración: Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica, o ambos.
- Pequeña producción: Proyectos de generación de energía eléctrica con capacidad menor a 30 MW, cuya generación está destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- Producción independiente: Generación de energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad. Estos proyectos deben tener una capacidad mayor a 30 MW y estar incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad.
- Importación: De plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor.

– Exportación: Se puede exportar energía eléctrica a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

La poca participación del sector privado para apoyar la generación de energía eléctrica se debe a que el esquema actual no alinea los incentivos adecuadamente para aumentar la inversión. La expansión, continuidad y confiabilidad de este servicio público necesita reforzarse mediante nuevos esquemas que satisfagan las necesidades propias del país.

## 2.1 Instrumentos de regulación

Las funciones de regulación en lo referente a la energía eléctrica se asignaron a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con el objetivo principal de regular de manera transparente, imparcial y eficiente la industria; a fin de promover la inversión productiva y garantizar un suministro confiable a precios competitivos en beneficio de los usuarios.

La ley vigente de este órgano desconcentrado establece las siguientes atribuciones:

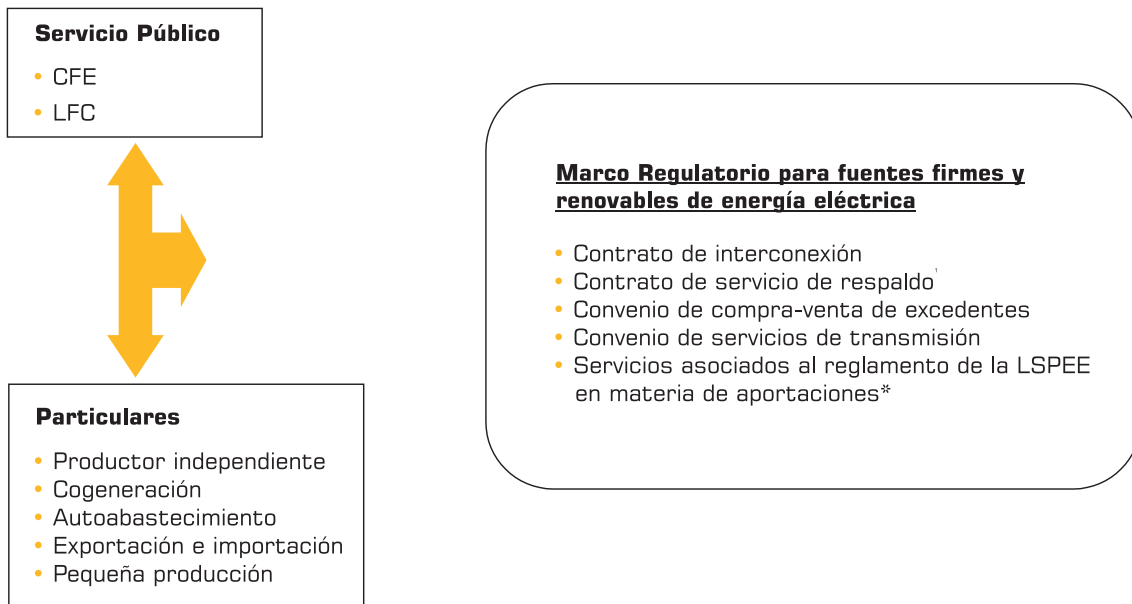
- Aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores

del servicio público (Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC)).

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas.
- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.

Los permisionarios, en las modalidades mencionadas, a través de los contratos y convenios pueden solicitar a los suministradores la interconexión de la central de generación al Sistema Eléctrico Nacional para respaldar su generación de energía eléctrica, para transmitirla a los centros de carga o para entregar sus excedentes de energía. La siguiente figura ilustra la estructura del sector eléctrico mexicano en el que participan los suministradores de energía eléctrica y los agentes privados dentro del marco regulador vigente.

Figura 1  
Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico mexicano



1/ Sólo para fuentes firmes.

\*/ Se refiere a los servicios de energía eléctrica, las especificaciones técnicas del suministrador, los convenios para las aportaciones, los catálogos de precios del suministrador y los criterios para determinar y actualizar el monto de las aportaciones.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía



### 2.1.1. Contratos de Interconexión para fuentes firmes

El contrato establece los términos y condiciones para interconectar la central de generación de energía eléctrica con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este contrato proporciona al permisionario los elementos necesarios para administrar la demanda de los centros de carga, además de permitirle calcular los pagos por los servicios conexos proporcionados por el suministrador. La materia de este contrato incluye principalmente:

- Las entregas de energía por el permisionario al suministrador (CFE y/o LFC)
- Suministro de energía en caso de emergencias
- Suministro de energía entregada en el periodo de prueba
- Los periodos de pago y plazos
- Las características de la medición
- Los casos y condiciones de interrupción de los servicios
- Arbitraje

Al cierre de 2003 estaban establecidos 56 contratos de interconexión de los cuales 47 estaban firmados con CFE, cuatro con LFC y cinco en proceso de autorización. Cabe señalar que los contratos en proceso de autorización disminuyeron en ocho con respecto al cierre del año anterior.

#### 2.1.1.1 Contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica

Los contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica se realizan entre el suministrador del servicio público y el permisionario. El objeto del contrato es que el suministrador público respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento o ambos.

Al cierre de 2003 se contaban con 36 contratos, de los cuales 27 fueron firmados con CFE y nueve aún se encuentran en proceso. Los cargos que el permisionario pagará al suministrador por el servicio están determinados por los procedimientos contenidos en las tarifas de respaldo.

#### 2.1.1.2 Convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica)

El convenio establece los procedimientos y condiciones que rigen la entrega de energía eléctrica del permisionario al suministrador de

acuerdo con las reglas de despacho del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En caso de que el permisionario considere conveniente realizar entregas de energía económica al suministrador, cuenta con tres procedimientos: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.

El pago por este servicio considera como punto primordial el cumplimiento del programa establecido de entregas y el periodo horario en que se realicen éstas. Los pagos están basados en el costo total de corto plazo del suministrador o en el precio propuesto por el permisionario.

Al finalizar el año 2003 se registraron 38 convenios signados con CFE y cuatro más en proceso de firma.

#### 2.1.1.3 Convenios de servicios de transmisión (porteo)

Este convenio establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos. El convenio ofrece alternativas que dependen de las opciones de ajuste del factor de reparación y de la aplicación de un cargo mínimo o normal por uso de la red.

Los convenios de transmisión contienen anexos con la finalidad de establecer los procedimientos y parámetros de cálculo para determinar los pagos a realizarse entre las partes involucradas de la interconexión.

En el 2003 se registraron 38 convenios en total de los cuales 18 fueron firmados con CFE, uno con LFC y 19 están en proceso. Los convenios establecidos en 2002 con CFE y LFC se mantuvieron sin cambios para 2003.

#### 2.1.1.4 Regulación para fuentes renovables de energía

La CRE aprobó diversos instrumentos de regulación con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de generación con fuentes de energía renovable<sup>1</sup>. Esos instrumentos consideran las características de este tipo de energía como es la disponibilidad intermitente del energético primario<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Publicado en el DOF el 7 de septiembre de 2001.

<sup>2</sup> La definición de fuente de energía renovable se modificó en el DOF del 26 de febrero de 2003.

Estos instrumentos incluyen conceptos únicamente aplicables a este tipo de fuentes, tales como:

- **Energía sobrante.**- cuando un permisionario entrega a sus centros de consumo una cantidad de energía mayor a la correspondiente de su potencia comprometida de porteo o cuando la demanda de los centros de consumo sea menor a la potencia entregada en el punto de interconexión.
- **Energía faltante.**- cuando una fuente de energía no satisface la potencia de compromiso de porteo con sus centros de consumo.
- **Suministro normal de energía.**- cuando los centros de consumo requieran de energía mayor a la que reciben.

## 2.2 Permisos de generación eléctrica

La CRE registró 314 permisos administrados<sup>3</sup> vigentes para la generación de energía eléctrica al cierre de 2003, donde el 88.9% de los permisos está operando. Durante 2003 aumentó el registro de permisos en 39 con respecto a 2002, en contraste con el aumento de permisos que están operando, los cuales se incrementaron en 49 permisos.

En el 2003, la capacidad autorizada por parte de los permisos administrados aumentó a 21,195 MW, un aumento de 621 MW con respecto al año anterior inmediato. Comparativamente, la capacidad de los permisos autorizados representa poco más de la mitad de la capacidad efectiva de CFE y LFC (37,798.3 MW). En el 2003 la capacidad instalada en operación de los permisionarios es de 14,276 MW, el 67.4% del total de capacidad autorizada; mientras que en el año 2002 esta cifra era de 40.9%. Este incremento en la capacidad operando se debe en gran medida a los incrementos de las modalidades de producción independiente y autoabastecimiento.

La generación de energía eléctrica producida aumentó considerablemente al pasar de 33,993 GWh en 2002 a 52,496 GWh en 2003, registrando un aumento del 54.4%. La generación por parte de los permisos administrados representa el 25.8% de la generación bruta acumulada de CFE y LFC, mientras que para el año 2002 era alrededor del 19%. El incremento en generación se registró en todas las modalidades (véase cuadro 3).

En relación con el estado de obras de los permisos administrados se observa que el 88.9% están operando, el 9.2% está en construcción y el 1.9% permanece inactivo. En lo referente a los permisos en construcción, el 76% está bajo la modalidad de autoabastecimiento con 22 permisos.

Cuadro 3  
Permisos administrados de generación eléctrica al 31 de diciembre de 2003

Permisos	Modalidad	Permisos		Capacidad MW		Generación GWh	
		vigentes	operando	autorizada	operando	potencial	producida
<b>Total</b>		<b>314</b>	<b>279</b>	<b>21,195</b>	<b>14,276</b>	<b>134,301</b>	<b>52,496</b>
<b>Anteriores a 1992</b>	Usos Propios						
	Continuos	59*	58	594	554	1,992	1,536
<b>Posteriores a 1992</b>	Producción						
	Independiente	18	14	10,366	7,671	71,623	31,171
	Autoabastecimiento	172	148	5,773	3,136	32,437	10,617
	Exportación	6	4	2,186	1,330	15,581	2,509
	Cogeneración	33	29	2,114	1,424	12,667	6,664
	Importación	26	26	162**	162**	460***	438***

\* Número de permisos con registro de operación actual

\*\* Demanda máxima de importación

\*\*\* Energía importada

Fuente: CRE

<sup>3</sup>Se refiere a los 59 permisos otorgados por diversas secretarías en el periodo de diciembre de 1941 a noviembre de 1991, a los 13 permisos otorgados por la Secretaría de Energía (SENER) en mayo 1993 a noviembre de 1995 y a los 242 permisos otorgados por la CRE en diciembre de 1995 a diciembre de 2003.

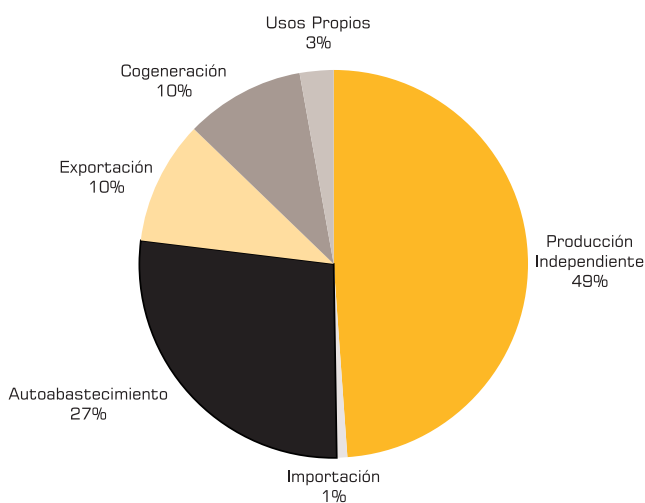
La tecnología de ciclo combinado aumentó considerablemente en 2003 al ubicarse en un 72% con respecto al total de capacidad autorizada mientras que en 2002 mostraba un 69%. Este comportamiento se debe a su eficiencia tecnológica y menores costos de inversión con respecto al resto de las tecnologías. Asimismo, las tecnologías de ciclo convencional y turbina de gas disminuyeron en un punto porcentual con respecto al año pasado. Estas dos tecnologías junto con ciclo combinado representan el 90% respecto al total de capacidad autorizada.

De igual manera, el gas natural representa el 88% de los energéticos empleados para la generación de energía eléctrica. Este aumento implicó que la utilización de combustóleo y coque tuvieran una disminución ligera de su participación total. Los tres energéticos mencionados suman el 94% con respecto al total.

La producción independiente en este último año mostró un incremento en su participación en la capacidad autorizada en casi cuatro puntos porcentuales al pasar de 45.1% en 2002 a 48.9% en 2003. Este comportamiento implicó una disminución de participación por parte del autoabastecimiento en cuatro puntos porcentuales. Estas dos modalidades abarcan la mayor parte de la capacidad autorizada. Asimismo, la participación del resto de las modalidades registraron ligeros cambios (véase gráfica 6).

Gráfica 6

Modalidad y capacidad de los permisos administrados, 2003  
21,195 MW



Fuente: CRE

## 2.2.1 Usos propios continuos

Como se puede apreciar en el cuadro 3, los permisos bajo la modalidad de usos propios fueron otorgados por diversas Secretarías antes de las reformas de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), la mayoría de los permisos (90%) de usos propios continuos cuentan con procesos de cogeneración. Sin embargo, los permisos no tuvieron el éxito esperado debido a que la energía eléctrica producida se condicionó a la satisfacción de las necesidades propias del permisionario.

A finales de 2003, la modalidad de usos propios representó el 2.8% de la capacidad total autorizada, sin cambios significativos con respecto al año anterior. De esta forma su generación para este año significó el 2.9% (1,536 GWh) de la generación total de los permisionarios.

## 2.2.2. Productor Independiente de energía

Los proyectos bajo la modalidad de productor independiente de energía han mostrado en los últimos dos años un dinamismo acelerado en la generación de energía eléctrica. Ésta se incrementó considerablemente de 19,949 GWh en 2002 a 31,171 en 2003. De esta forma en 2003 su generación representó el 15.3% con respecto a la generación bruta de energía eléctrica del sector eléctrico total.

En 2003 la capacidad autorizada aumentó en 1,089 MW y su generación real de energía eléctrica se incrementó en 11,221.8 GWh lo cual, se traduce en un aumento del 56% con respecto al año 2002.

## 2.2.3 Autoabastecimiento y cogeneración

La modalidad de autoabastecimiento contempla la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo con la consigna de que dicha energía provenga de plantas generadoras destinadas a la satisfacción de necesidades de los copropietarios o socios.

Los proyectos de cogeneración se definen como la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas. Es decir, cogeneración es la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos productivos o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos.

Los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración han resultado benéficos para todos los agentes que participan en el sector eléctrico, en los siguientes aspectos:

- Aprovechamiento de combustibles alternos
- Mayor control del suministro y calidad de la energía eléctrica
- Menores cargas en la red de electricidad

A pesar de estos beneficios, la participación de los permisionarios en cogeneración aún es limitada debido al esquema legal actual. Los proyectos son solamente rentables en la medida que el productor aprovecha toda su capacidad de generación para usos propios, lo cual explicaría en gran parte, el estancamiento de los proyectos de cogeneración hasta 2003.

El autoabastecimiento y la cogeneración alcanzaron en 2003 una capacidad autorizada equivalente a 7,887 MW, capacidad menor en 582.4 MW en comparación con 2002. A pesar del incremento de 20 permisos en 2003, la generación disminuyó en 8.2%, esto debido a la disminución de generación del sector industrial en ambas modalidades.

Los permisos de autoabastecimiento y cogeneración del sector industrial representan el 60% del total autorizado en estas modalidades, mientras que los proyectos asociados a instalaciones de Pemex significan 20%, y el restante 20% corresponde a actividades del sector servicios (véase cuadro 4).

Durante 2003 los permisos de cogeneración se mantuvieron prácticamente constantes con respecto al año 2002 (34 permisos). Estos proyectos representaron el 27% de la capacidad total autorizada en autoabastecimiento y cogeneración, mientras que su generación potencial disminuyó ligeramente respecto al año pasado. En esta modalidad, el sector industrial es el mayor generador de energía en la modalidad de cogeneración con 9,397.6 GWh en 2003.

En autoabastecimiento, para el 2003 se registraron 21 nuevos permisos. Sin embargo, la capacidad autorizada disminuyó en 538.5 MW respecto a 2002. Cabe señalar que esta modalidad representa el 73% de la capacidad autorizada total en estas modalidades; mientras que su generación representa el 72% del total.

#### 2.2.4 Permisos de importación y exportación

Los permisos de generación eléctrica destinada a la exportación son otorgados por la CRE a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción. En el caso de la importación, los permisos otorgados para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero se realizan mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor y el consumidor de la energía eléctrica.

Cuadro 4  
Permisos administrados de autoabastecimiento y cogeneración, 2003

Modalidad	No. de Permisos	Capacidad Autorizada (MW)	Energía (GWh)	Inversión (millones de dólares)
<b>Total</b>	<b>205</b>	<b>7,887</b>	<b>45,104</b>	<b>5,587</b>
Industria	124	5,173	32,833	3,552
Pemex	41	2,001	8,459	1,368
Otros*	40	714	3,812	668
<b>Autoabastecimiento</b>	<b>172</b>	<b>5,773</b>	<b>32,437</b>	<b>4,391</b>
Industria	98	3,771	23,435	2,847
Pemex	37	1,486	6,690	1,012
Otros*	37	517	2,312	532
<b>Cogeneración</b>	<b>33</b>	<b>2,114</b>	<b>12,667</b>	<b>1,197</b>
Industria	26	1,402	9,398	705
Pemex	4	515	1,770	356
Otros*	3	197	1,500	136

Nota: las cifras podrían no coincidir debido al redondeo

\*/ Incluye los sectores de agricultura y ganadería, municipal, servicios y turismo.

Fuente: CRE

El esquema de exportación representó el 10.3% de la capacidad autorizada en el 2003. En lo relacionado con la generación de energía eléctrica su participación se mantuvo igual, 12% del total de la generación potencial, el número de permisos otorgados es el mismo que en 2002, lo cual representa un 2% del total autorizado.

Los permisos de importación de energía tienen una participación mínima dentro del total de capacidad autorizada, registrando durante 2003 importación marginal de energía eléctrica.

### 2.3 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en la industria eléctrica

En el sector eléctrico se impulsa el uso de tecnologías de punta que posibiliten el uso de gas natural en plantas termoeléctricas que utilizan combustóleo con alto contenido de azufre.

Se tienen contemplados diversos proyectos encaminados a este fin. Por ello y con objeto de cumplir con las disposiciones ambientales vigentes, se promueve utilizar tecnologías de control de emisiones con mínima inversión en áreas críticas:

Zonas metropolitanas:

1. Ciudad de México
2. Ciudad de Monterrey, Nuevo León
3. Ciudad de Guadalajara, Jalisco

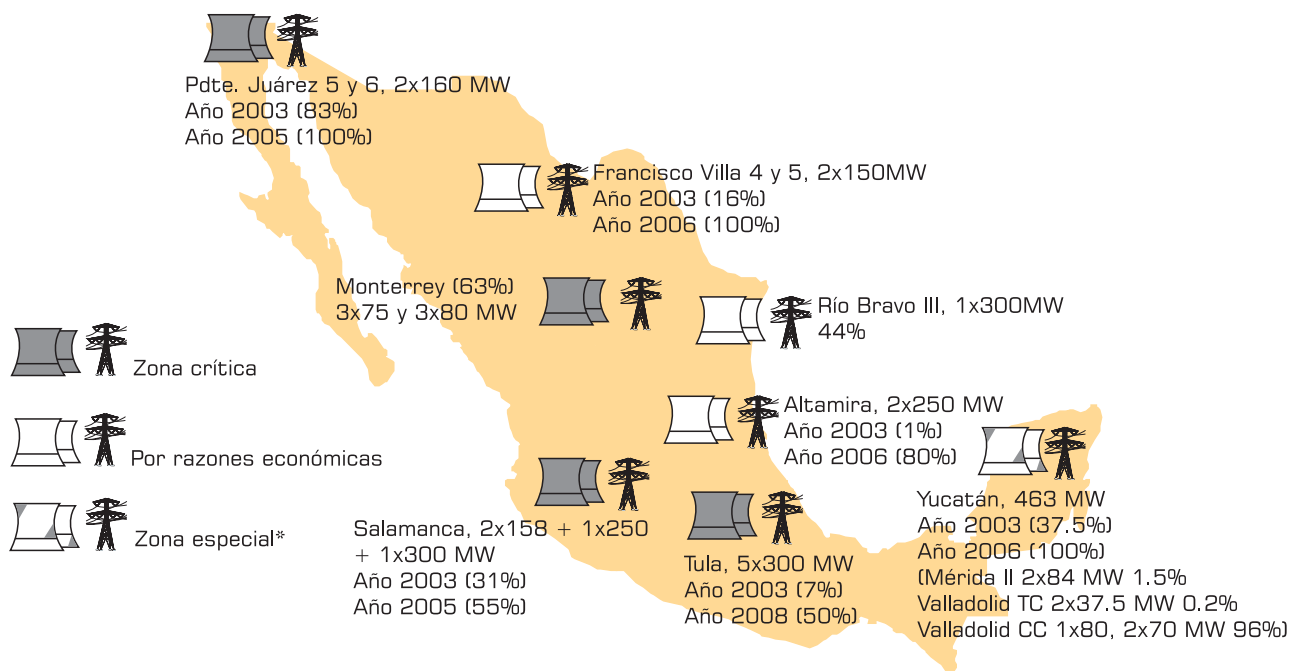
Ciudades fronterizas:

4. Tijuana, Baja California
5. Ciudad Juárez, Chihuahua

Corredores industriales:

6. Coatzacoalcos – Minatitlán, Veracruz
7. Irapuato – Celaya – Salamanca, Guanajuato
8. Tula – Vitro – Apasco, Hidalgo y México
9. Tampico – Madero – Altamira, Tamaulipas

Figura 2  
Plantas existentes convertidas o en proceso de operar con gas natural



\*Área ecológica altamente vulnerable a derrames de combustibles, dado el escaso calado de sus costas y permeabilidad de sus suelos. Las estimaciones suponen disponibilidad de gas por parte de Pemex. Fuente: CFE

Las principales NOM´s que determinan la normatividad ecológica en la industria eléctrica son:

- NOM-085-ecol-1994.- Regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, provenientes del equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Modificada en 1997 y desde el 2000 en revisión por las autoridades del medio ambiente y energéticas del país, con objeto de incluir a las nuevas centrales eléctricas.
- NOM-cca-001-ecol/96. Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de las centrales termoeléctricas convencionales.
- NOM-114-ecol-1998. Establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica.

Adicionalmente existen 16 NOM´s de eficiencia energética que regulan los consumos de energía eléctrica de equipos y sistemas que ofrecen un potencial de ahorro (véase Anexo 1).

El fortalecimiento de la industria eléctrica se sustenta sobre las decisiones que se adopten ahora, para hacer frente a las exigencias de los próximos años. El creciente aumento de la población, la volatilidad en el precio de los insumos y la mayor participación de los productores independientes reflejan los retos del sistema eléctrico mexicano.

El objetivo de este capítulo es analizar la situación actual del sistema eléctrico nacional, las características que lo distinguen y su evolución respecto al pasado. Un panorama claro ayuda a visualizar con mayor exactitud las decisiones de política energética que deben concretarse.

### **3.1 Consumo nacional de electricidad**

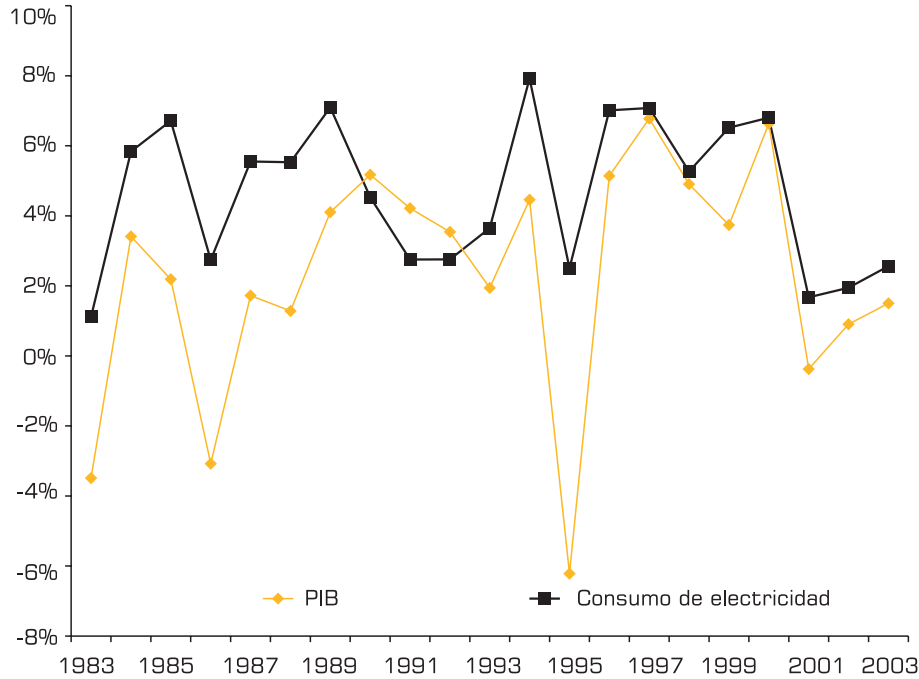
El consumo nacional de electricidad se define como la energía entregada a los usuarios con recursos de generación del sector público, proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, productores independientes y de contratos de importación de energía.

Durante el periodo 1993-2003, el consumo nacional de electricidad registró una tasa de crecimiento anual de 4.9%. En los años 1995 y 2001 su ritmo de crecimiento observó disminuciones de 2.5% y 1.7% respectivamente. Estas bajas se deben en gran parte a que el PIB presentó una contracción para esos mismos años de -6.2% y -0.4% cada una. Sin embargo, en los últimos dos años, el ritmo de crecimiento del consumo de electricidad se ha incrementado alcanzando 2.6% en 2003, mientras que el PIB para ese mismo año aumentó en 1.5% (véase gráfica 7).

Es importante señalar que las ventas internas de electricidad registraron un incremento de 0.1% en el 2003, reflejando un fuerte contraste respecto al crecimiento de los últimos dos años que en promedio aumentó 1.6%. Lo anterior se debió a la contracción en las ventas de electricidad por parte del sector industrial y agrícola.

En el periodo de 1993-2003 la tasa de crecimiento del número de usuarios del sector eléctrico fue de 3.8%; cabe destacar que en 2003 se tuvo un aumento de 4.1%. Actualmente se registran 26.9 millones de usuarios, es decir, un incremento de 8.5 millones desde 1993.

Gráfica 7  
Evolución del consumo nacional de electricidad, 1983-2003 (%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.1.1 Consumo sectorial y regional de electricidad

En el periodo 1993-2003 se registró una tasa promedio anual de ventas internas de 4.7%, tasa inferior a la reportada para el periodo 1992-2002 de 5.4%. Esta diferencia se explica básicamente por una disminución de las ventas en los sectores residencial, comercial, servicios, industrial y agrícola. Principalmente en los sectores servicios y agrícola se presentaron las tasas de crecimiento anual más bajas, de 1.6% y 2.2%, respectivamente.

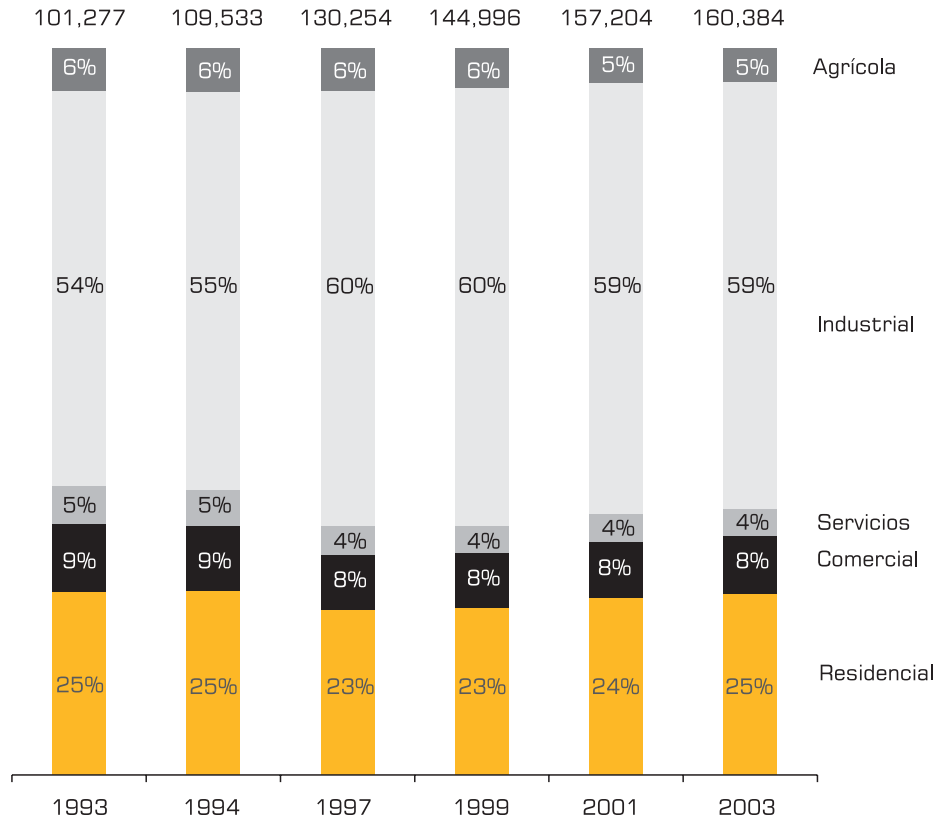
El aumento de 0.1% en las ventas internas en 2003 obedece al bajo crecimiento del PIB en ese año. Las ventas de energía eléctrica en el

sector agrícola desde 2000 han disminuido a excepción del año 2002, en donde el crecimiento fue de 2.4%.

La participación del sector industrial continúa siendo la más importante dentro de las ventas de energía eléctrica con 59% respecto al total. Por ello la relevancia de este sector respecto a la reducción de sus ventas internas en 2003. A lo largo del periodo 1993-2003 su participación no ha cambiado, al igual que el sector residencial, que muestra un 25% ubicándose como el segundo demandante en importancia (véase gráfica 8).



Gráfica 8  
SEN: ventas por sector de consumo  
(GWh)



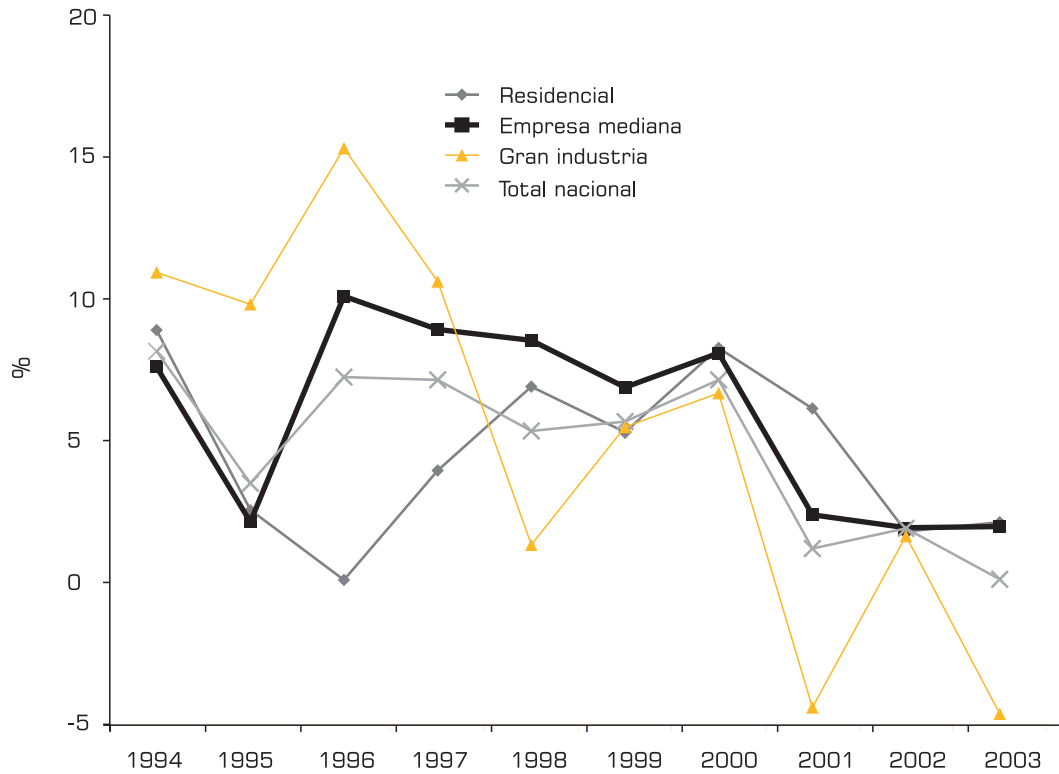
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Por otro lado, los sectores con menos participación y que en su conjunto representan el 17% de la demanda de energía eléctrica son el agrícola, servicios y comercial.

El 84% de las ventas totales de energía eléctrica está concentrada en los sectores industrial y residencial, los cuales muestran una tendencia a la baja en sus incrementos anuales debido a la disminución de la actividad económica en el país. Un reflejo claro de esta situación es la caída de la gran industria (grandes usuarios que utilizan servicios de

alta tensión y grandes bombeos) que en 2003 registró una tasa de -4.6%, similar a la observada en 2001. Por otro lado, la mediana industria y el sector residencial aumentaron en 2% respecto a 2002 (véase gráfica 9).

Gráfica 9  
Crecimiento anual de las ventas sectoriales, 1993-2003  
(porcentajes)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Es conveniente analizar estos comportamientos por zona geográfica con el fin de revisar la tendencia y necesidades de cada región del país. (consultar anexo 2, tabla 3). Por consiguiente, se presentan los datos de las ventas internas de electricidad de conformidad con la división geográfica y estadística, basada en cinco regiones, propuesta por el Ejecutivo Federal (véase figura 3 y cuadro 5).

A diferencia de lo anterior, las zonas que considera CFE de acuerdo con su información estadística de regionalización operativa son nueve, las cuales se exponen en el Anexo 2. Los análisis y datos por región que se presentan en esta prospectiva están basados en la división regional definida en la figura 3.

Figura 3  
Crecimiento medio anual de las ventas de electricidad por región, 1993-2003



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 5  
SEN: ventas totales por región estadística 1993-2003  
(GWh)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca % 1993-2003
<b>Total</b>	<b>101,277</b>	<b>109,533</b>	<b>113,366</b>	<b>121,573</b>	<b>130,254</b>	<b>137,209</b>	<b>144,996</b>	<b>155,349</b>	<b>157,204</b>	<b>160,203</b>	<b>160,384</b>	<b>4.7</b>
variación %	3.8	8.2	3.5	7.2	7.1	5.3	5.7	7.1	1.2	1.9	0.1	
<b>Noroeste</b>	12,396	13,470	14,122	15,774	16,901	17,230	18,505	19,949	20,480	20,354	21,270	<b>5.5</b>
variación %	1.6	8.7	4.8	11.7	7.1	1.9	7.4	7.8	2.7	-0.6	4.5	
<b>Noreste</b>	23,314	25,626	27,052	29,457	31,658	33,961	36,404	39,236	39,989	40,863	39,235	<b>5.3</b>
variación %	3.9	9.9	5.6	8.9	7.5	7.3	7.2	7.8	1.9	2.2	-4.0	
<b>Centro-Occidente</b>	22,224	24,417	25,210	26,910	28,926	30,763	32,801	35,192	34,909	35,570	36,242	<b>5.0</b>
variación %	7.0	9.9	3.2	6.7	7.5	6.4	6.6	7.3	-0.8	1.9	1.9	
<b>Centro</b>	29,731	31,366	31,199	32,810	35,080	36,611	38,239	40,733	40,993	41,280	40,969	<b>3.3</b>
variación %	2.8	5.5	-0.5	5.2	6.9	4.4	4.4	6.5	0.6	0.7	-0.8	
<b>Sur-Sureste</b>	13,561	14,600	15,726	16,557	17,617	18,574	18,970	20,160	20,744	22,046	22,582	<b>5.2</b>
variación %	2.8	7.7	7.7	5.3	6.4	5.4	2.1	6.3	2.9	6.3	2.4	
<b>Pequeños Sistemas</b>	51	54	57	65	73	71	77	80	90	89	86	<b>5.4</b>

tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.1.1.1 Ventas Internas por región

#### • Noroeste

En el periodo 1993-2003 la región Noroeste registró la tasa de crecimiento más alta a nivel nacional de 5.5%. La característica principal de esta región son las altas temperaturas y grandes industrias al igual que la región Noreste. Cabe destacar que Sinaloa y Baja California Norte superaron la media regional al crecer en 5.0% y 4.8% respectivamente.

#### • Noreste

La tasa más baja de crecimiento en 2003 respecto al año anterior fue registrada en la región Noreste con -4.0%. Esta caída incidió de forma importante en las ventas totales del país debido a que esta región representa el 24.5% de las ventas internas totales de energía eléctrica. Nuevo León resalta como el estado con mayor cambio respecto a 2002 en las ventas internas de energía eléctrica al presentar un decremento de -11.2%. Lo anterior debido a la desaceleración de la actividad industrial en 2003.

#### • Centro-Occidente

El motor de crecimiento de la zona industrial de la región Centro-Occidente está constituido por empresas como SERSIINSA, Industrial Minera México, Cementos Apasco, Celanese, Las Encinas y el desarrollo de parques industriales como los de Silao, Apaseo y Buenavista, ubicados entre Querétaro y Guanajuato. No obstante, ambas entidades federativas en 2003 mostraron tasas en ventas internas de energía eléctrica de -2.4% y 0%. Sin embargo, el crecimiento regional de 1.9% se debe a Michoacán, Jalisco y San Luis Potosí, los cuales representan el 58% de las ventas de energía eléctrica de la región.

#### • Centro

La región Centro registró un decremento en 2003 de -0.8%. Este comportamiento se debió a que el Estado de México presentó una tasa de -3.1%, y representa el 36% de las ventas de energía eléctrica en la región. Esta zona espera en el futuro la incorporación de cargas remotas importantes como CNC Temascaltepec, Zapata Envases, Cementos Apasco, entre otras.

#### • Sur-Sureste

Un caso similar al anterior ocurre en la región Sur-Sureste. Veracruz registró un decremento de -0.5% en 2003 y representa el 39% de las

ventas de energía eléctrica de la región. Sin embargo, el resto de los estados que la componen (Guerrero, Yucatán y Quintana Roo) representan cada uno el 10% de ventas internas en la región, las cuales en 2003 crecieron en 4.7%, 5.1% y 5.4% respectivamente. Estos crecimientos dieron como resultado que la región creciera 2.4% en 2003.

### 3.1.2 Comportamiento estacional y horario de la demanda del Sistema Interconectado (SI)

La demanda de electricidad está en función de las diversas cargas locales y remotas del sistema (industrial, residencial, comercial y otras), las cuales están asociadas a las pérdidas de transmisión, distribución y los usos propios de las instalaciones de generación y transmisión.

Asimismo, la demanda presenta variaciones horarias durante periodos determinados de tiempo (diarios, semanales o anuales) y es impactada por cambios estacionales.

#### • Demanda máxima coincidente

La demanda del SI<sup>1</sup> en una hora específica del año es igual a la suma de todas las demandas de cada área del sistema en esa misma hora. La demanda máxima coincidente para un año definido es el valor máximo de las demandas horarias del SI, ésta es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área debido a que ocurren en momentos diferentes. (véase cuadro 6).

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico se han logrado varios beneficios como:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada al aprovecharse la diversidad de demandas y compartirse las reservas de capacidad.
- Se posibilita el intercambio de energía entre regiones con el fin de reducir costos de producción.
- Aumentar la confiabilidad del suministro ante condiciones de emergencia.

<sup>1</sup> El sistema eléctrico nacional se divide en nueve áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur. Con excepción de las dos Baja Californias y la Noroeste, el resto integra el SI (en el 2005 se interconectará la Noroeste), revisar anexo A.2.

Para calcular la coincidencia de la demanda máxima en cada área del SI, se requieren conocer los factores de diversidad de cada una con el objeto de encontrar la coincidencia del sistema. Los sistemas aislados son tratados de manera independiente para que en conjunto se prevean las necesidades de capacidad por área.

Durante los últimos diez años, la demanda máxima coincidente se ubica generalmente en el último trimestre del año; sin embargo para 2002 y 2003, esta demanda se localizó en el segundo trimestre del año. Este comportamiento, en donde la demanda máxima coincidente se ubica en el mes de mayo, se explica debido a que las regiones del norte han aumentado su demanda por electricidad en los meses de mayor calor.

En 2003, el crecimiento de la demanda máxima coincidente fue de 4.9%, tasa por encima de los crecimientos de los últimos dos años que promediaron 1.9%.

El factor de carga indica cómo la energía eléctrica es consumida con relación a la demanda máxima registrada en ese mismo tiempo. Un

factor de carga cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos, lo cual se refleja en una curva de carga más horizontal. En los últimos años, el factor de carga venía presentando una tendencia positiva; sin embargo, este factor disminuyó de 78.1 en 2002 a 76.3 en 2003.

#### • Demanda bruta por región operativa

Con relación a la demanda bruta por región operativa, las regiones que presentaron mayores crecimientos fueron la Noreste y Norte con 6.1% y 5.7%, respectivamente. Cabe señalar que este comportamiento es similar para el periodo analizado en las prospectivas pasadas con la salvedad que ahora la región de Baja California Sur registró una tasa promedio anual de 5.3%, ubicándola como la tercera en magnitud (véase cuadro 7).

Las regiones que demandan mayor energía eléctrica son la Central y Occidental, con 7,874 MWh/h y 6,632 MWh/h, respectivamente.

Cuadro 6  
Sistema Interconectado: demanda máxima coincidente  
(MWh/h)

Periodo	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Enero	16,246	16,965	18,305	18,576	19,848	20,961	21,746	23,191	24,329	24,943	24,789
Febrero	16,621	16,737	18,145	18,939	19,991	21,168	22,467	23,833	24,620	24,696	25,652
Marzo	16,857	17,447	18,528	19,088	20,230	21,565	22,509	24,500	24,670	25,403	26,403
Abril	17,078	17,698	18,476	18,728	19,608	21,760	22,697	23,674	25,254	25,738	25,815
Mayo	17,226	17,816	<b>19,109</b>	19,621	19,881	22,028	23,191	24,511	24,885	<b>26,152</b>	<b>27,433</b>
Junio	17,484	18,039	19,003	19,238	20,331	<b>22,205</b>	23,321	23,162	24,729	25,633	26,325
Julio	16,592	17,926	17,952	18,982	19,837	21,620	22,485	24,276	24,347	24,852	25,602
Agosto	16,952	18,063	18,203	18,959	20,575	21,773	22,828	24,494	24,946	25,882	25,748
Septiembre	16,706	18,129	18,584	19,379	21,002	21,837	23,421	<b>25,207</b>	25,267	25,403	25,530
Octubre	<b>17,535</b>	<b>18,648</b>	18,878	<b>20,017</b>	20,843	21,697	22,778	24,487	<b>25,660</b>	25,450	25,439
Noviembre	16,941	18,127	18,731	19,783	20,846	21,776	23,189	24,378	25,092	25,151	25,840
Diciembre	17,441	18,440	19,107	19,869	<b>21,367</b>	21,987	<b>23,596</b>	25,075	25,598	25,582	25,998
<b>Máxima anual</b>	<b>17,535</b>	<b>18,648</b>	<b>19,109</b>	<b>20,017</b>	<b>21,367</b>	<b>22,205</b>	<b>23,596</b>	<b>25,207</b>	<b>25,660</b>	<b>26,152</b>	<b>27,433</b>
<b>Incremento (%)</b>	4.6	6.3	2.5	4.8	6.7	3.9	6.3	6.8	1.8	1.9	4.9
<b>Factor de carga (%)</b>	74.6	73.7	74.4	75.9	76.3	78.4	77.6	77.4	77.4	78.1	76.3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 7  
SEN: demanda bruta por área operativa, 1993-2003  
(MWh/h)

Área		1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca (%) 1993-2003
<b>Sistema Interconectado</b>													
<b>Norte</b>	<b>P</b>	1,565	1,722	1,790	1,887	1,937	2,163	2,231	2,421	2,516	2,660	2,720	5.7
	<b>M</b>	1,092	1,200	1,252	1,343	1,407	1,520	1,597	1,723	1,806	1,859	1,896	5.7
	<b>B</b>	987	1,084	1,133	1,223	1,290	1,378	1,457	1,569	1,649	1,682	1,715	5.7
<b>Noreste</b>	<b>P</b>	3,150	3,516	3,693	4,005	4,307	4,662	4,759	5,245	5,558	5,676	5,688	6.1
	<b>M</b>	2,288	2,535	2,653	2,920	3,128	3,351	3,615	3,874	3,933	4,062	4,106	6.0
	<b>B</b>	2,098	2,318	2,423	2,680	2,867	3,061	3,363	3,571	3,574	3,706	3,756	6.0
<b>Occidental</b>	<b>P</b>	4,297	4,526	4,688	4,837	5,209	5,472	5,702	6,062	6,157	6,345	6,632	4.4
	<b>M</b>	3,038	3,331	3,375	3,611	3,916	4,164	4,435	4,732	4,701	4,827	4,999	5.1
	<b>B</b>	2,760	3,067	3,085	3,340	3,631	3,875	4,155	4,438	4,379	4,491	4,638	5.3
<b>Central</b>	<b>P</b>	5,388	5,858	5,819	6,347	6,447	6,884	7,181	7,439	7,700	7,737	7,874	3.9
	<b>M</b>	3,448	3,708	3,772	3,949	4,202	4,406	4,616	4,885	5,048	5,141	5,252	4.3
	<b>B</b>	3,020	3,233	3,319	3,419	3,706	3,859	4,050	4,321	4,462	4,567	4,672	4.5
<b>Oriental</b>	<b>P</b>	3,696	3,795	4,352	4,463	4,528	4,797	4,954	5,058	5,291	5,373	5,434	3.9
	<b>M</b>	2,363	2,519	2,700	2,911	3,125	3,330	3,444	3,633	3,657	3,801	3,891	5.1
	<b>B</b>	2,069	2,238	2,335	2,568	2,815	3,006	3,111	3,318	3,296	3,453	3,550	5.5
<b>Peninsular</b>	<b>P</b>	629	666	671	702	737	805	839	908	971	985	1,043	5.2
	<b>M</b>	412	452	459	467	509	555	593	654	703	729	776	6.5
	<b>B</b>	364	405	412	416	459	499	539	597	644	673	718	7.0
<b>Sistemas Aislados</b>													
<b>Noroeste</b>	<b>P</b>	1,721	1,804	1,911	2,041	2,182	2,195	2,217	2,365	2,496	2,457	2,491	3.8
	<b>M</b>	1,087	1,171	1,224	1,324	1,392	1,415	1,464	1,526	1,575	1,534	1,596	3.9
	<b>B</b>	947	1,032	1,072	1,166	1,217	1,243	1,298	1,340	1,371	1,331	1,399	4.0
<b>Baja California</b>	<b>P</b>	1,194	1,318	1,388	1,458	1,329	1,393	1,491	1,695	1,698	1,699	1,823	4.3
	<b>M</b>	795	839	873	890	813	842	927	1,048	1,087	1,081	1,211	4.3
	<b>B</b>	707	733	760	765	699	720	803	905	952	945	1,076	4.3
<b>Baja California Sur</b>	<b>P</b>	128	147	153	164	170	181	186	204	224	215	214	5.3
	<b>M</b>	86	96	97	109	114	117	125	132	136	136	141	5.1
	<b>B</b>	77	84	85	97	102	103	111	116	116	118	125	5.0
<b>Pequeños sistemas</b>	<b>P</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	4.6
	<b>M</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	5.2
	<b>B</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	5.0

P = Carga máxima      M = Carga media      B = Carga base  
tmca = tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### • Comportamiento estacional de la demanda

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, residencial, comercial, etc.) que demandan potencias pequeñas comparadas con la potencia total requerida.

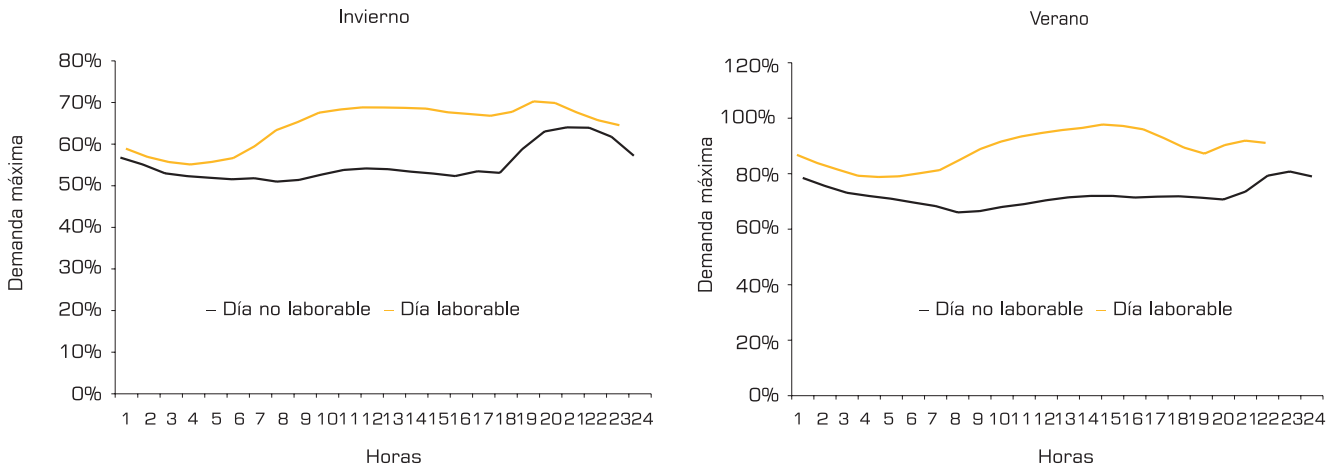
Asimismo, el comportamiento estacional de la demanda depende del ritmo de las actividades humanas y sus cambios en los patrones de consumo, los cuales se reflejan en el comportamiento de las cargas en las horas pico. Así, que se utilizan las curvas de carga para monitorear los cambios en la demanda.

### • Curva de carga

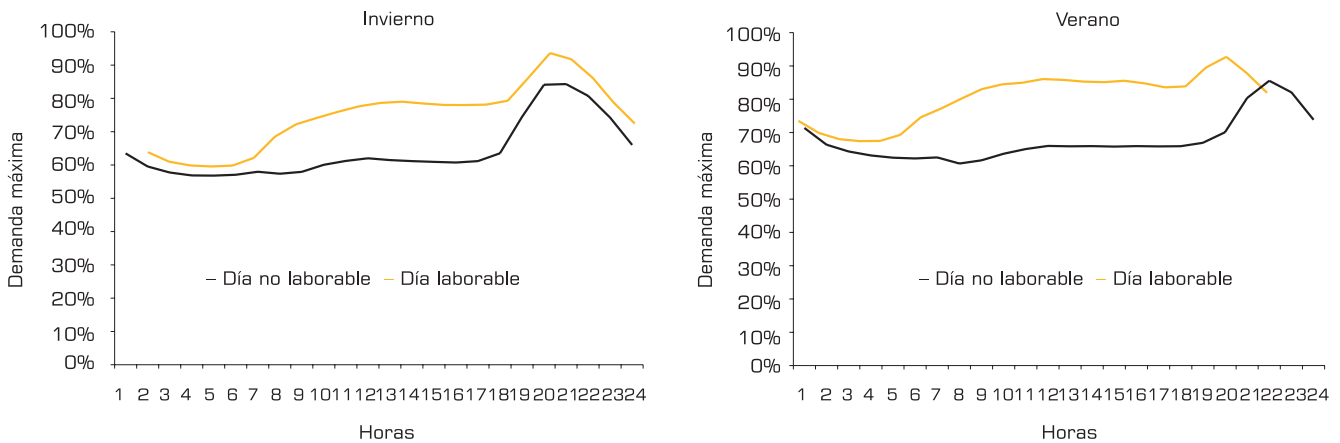
La curva de carga se define como la gráfica que muestra la variación de la demanda de potencia en un periodo específico.

A continuación se muestran las curvas típicas promedio de carga de las áreas del Norte y del Sur del país, correspondientes tanto para los días hábiles y no laborables, como para las estaciones de invierno y verano del 2003. En ellas se muestra la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia.

Gráfica 10  
 Áreas operativas del Norte, 2003  
 (promedio de las áreas Norte y Noroeste)



Áreas operativas del Sur, 2003  
 (promedio de las áreas Occidental, Oriental, Central y Peninsular)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Las curvas de carga son diferentes para cada época del año. En invierno las curvas de carga en promedio se mantienen por debajo de las curvas de carga en verano. Asimismo, diferentes consumidores como la región Norte y Sur provocan que los picos no coincidan.

Es por ello, que se utiliza el factor de diversidad como indicador, el cual define la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que las demandas máximas no ocurren simultáneamente.

### 3.1.3 Estructura tarifaria

Una tarifa es el precio que el usuario paga por un servicio. El objetivo de la tarifa es asegurar que los ingresos propios de las empresas suministradoras sean suficientes para cubrir el crecimiento de la demanda del país.

El nivel de la tarifa es cobrada de acuerdo al costo en que se incurre para suministrarla. El cobro no se efectúa individualmente debido a

que en la práctica es difícil separar los distintos costos. La metodología que se aplica actualmente consiste en utilizar la misma estructura tarifaria a un conjunto de consumidores con los mismos parámetros.

La estructura tarifaria está determinada por:

- uso de la energía
- la tensión del suministro
- los tipos de medición
- los patrones de consumo de los distintos segmentos de usuarios.

Cada tarifa tiene una estructura de cargos (o precios) que corresponden a los diferentes conceptos por los que se cobra la energía. Sin embargo no todas las tarifas contemplan los cargos que a continuación se mencionan:

- cargos fijos, por concepto de comercialización de la energía;
- cargos por demanda, para cubrir los requerimientos de inversión que se necesitan para la generación y transmisión de la energía, y
- cargos por energía, que corresponden a los costos de operación y mantenimiento requeridos para suministrar la energía demandada.

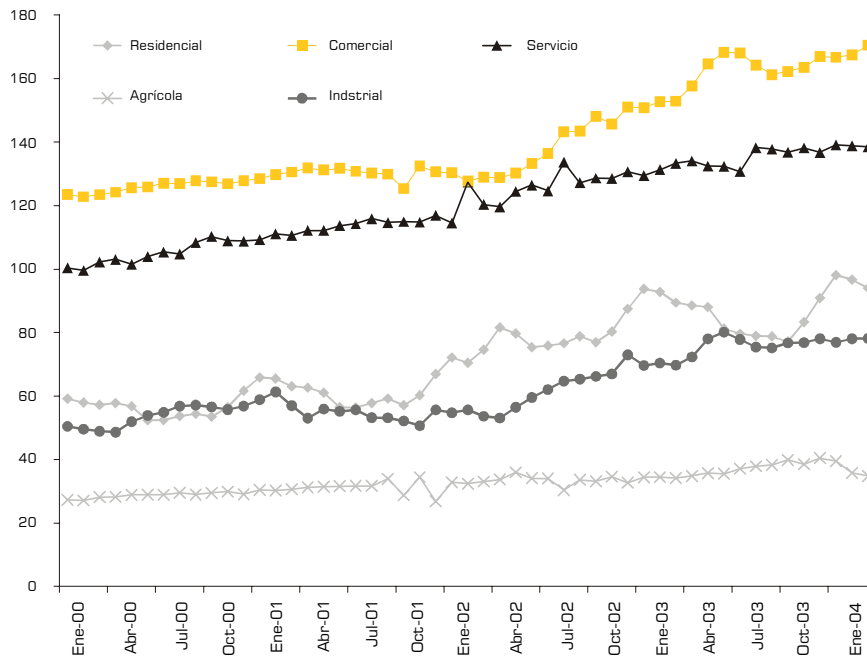
Existen dos criterios para los cargos, ya sea a través de la metodología de costos marginales de largo plazo, como en el caso de las tarifas industriales, o bien, mediante una política de precios y tarifas administradas por el Gobierno Federal y basadas en un criterio de costos contables, como sucede con el resto de las tarifas eléctricas.

Asimismo, los cambios en las tarifas estarán afectados por los cambios en cada nivel de tensión. Éste considera los cambios en la inflación anual, así como el comportamiento en los precios de los diferentes insumos como son: combustóleo nacional e importado, gas natural, diesel industrial, y carbón importado y nacional.

La existencia de tarifas diferenciadas por tipo de usuario, región y estación del año se debe a que los costos de suministro varían de acuerdo a la tensión, la distancia entre el centro de producción y consumo, horario de demanda (punta, intermedia o base) y la congestión de la red de transmisión y distribución, entre otros factores.

Actualmente las tarifas medias (precios constantes) más elevadas son las comerciales. La tendencia tarifaria en el sector agrícola es a la baja a partir del último mes de diciembre, al igual que la tarifa residencial (véase gráfica 11).

Gráfica 11  
Precios reales de las tarifas eléctricas por tipo de usuario  
(centavos M.N. constantes de 2002/KWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad



La tarifa agrícola es la más baja en comparación con el resto de las tarifas. Esta tarifa presenta un comportamiento estable mientras que la tendencia a la baja de la tarifa residencial muestra un comportamiento volátil.

### 3.1.4 Comercio exterior

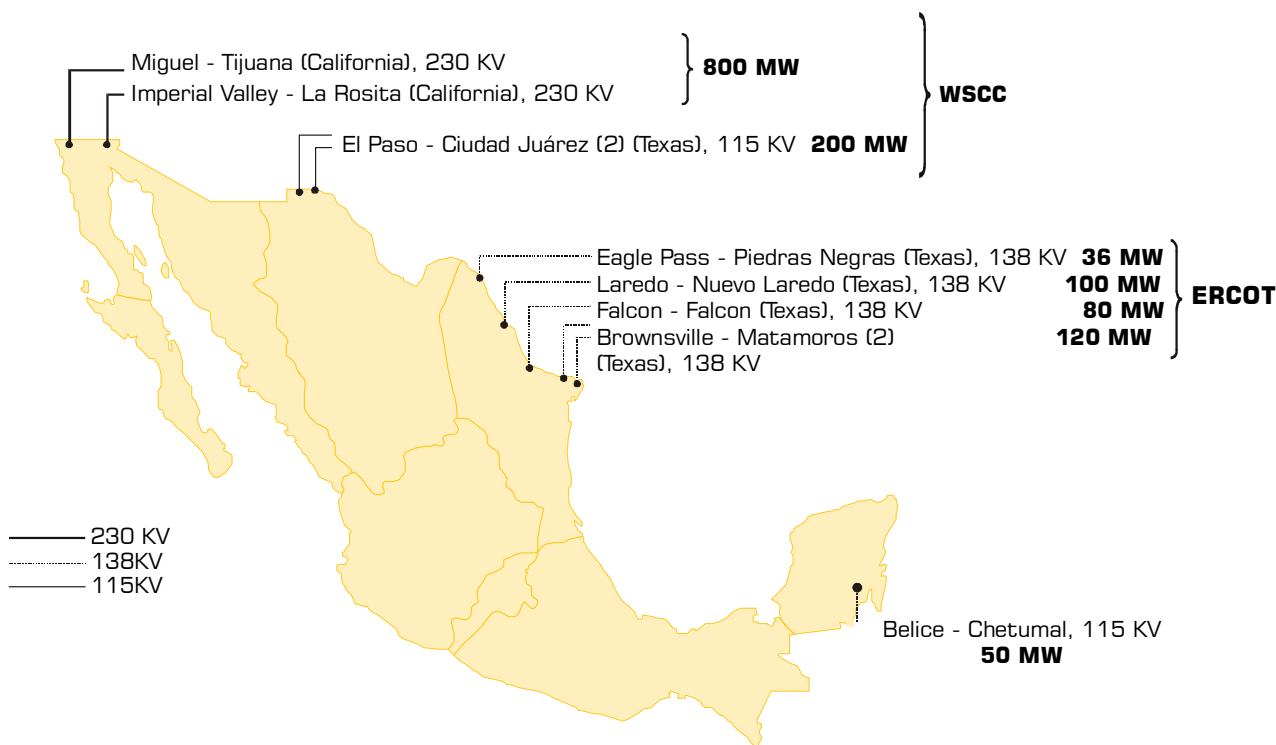
Las transacciones de energía eléctrica se establecen a través de interconexiones con empresas privadas de California, Texas y Arizona en los EUA y con Belice (véase Figura 4).

Cabe señalar que la interconexión entre Belice y México está siendo revisada con el objetivo de verificar la viabilidad económica del proyecto.

La energía exportada en 2003 ascendió a 953 GWh, cifra superior en 609 GWh respecto a 2002. En Baja California Norte se exportaron 765 GWh, un aumento de 367% respecto al año anterior. Gran parte de esta energía eléctrica se exporta a las empresas Coral Power L.L.C., San Diego Gas & Electric y Sempra Energy Solutions ubicadas en EUA. Asimismo, desde Quintana Roo se exportaron a Belize Electricity Board 188 GWh, cifra similar a la de 2002 (180 GWh).

En contraste, las importaciones se ubicaron en 71 GWh en 2003, presentando una disminución de 460 GWh. Esto se debió al incremento en la capacidad instalada en las áreas de Baja California Norte y al resto de la zona Norte del país. La zona Noroeste importó 50 GWh, una reducción considerable, si se compara con 2002 (316 GWh). En cambio la zona Noreste luego de importar 215 GWh en 2002, en 2003 redujo sus importaciones a 21 GWh (véase cuadro 8).

Figura 4  
Enlaces de interconexión existentes, 2003



WSCC: Western Systems Coordinating Council  
ERCOT: Electric Reliability Council of Texas  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

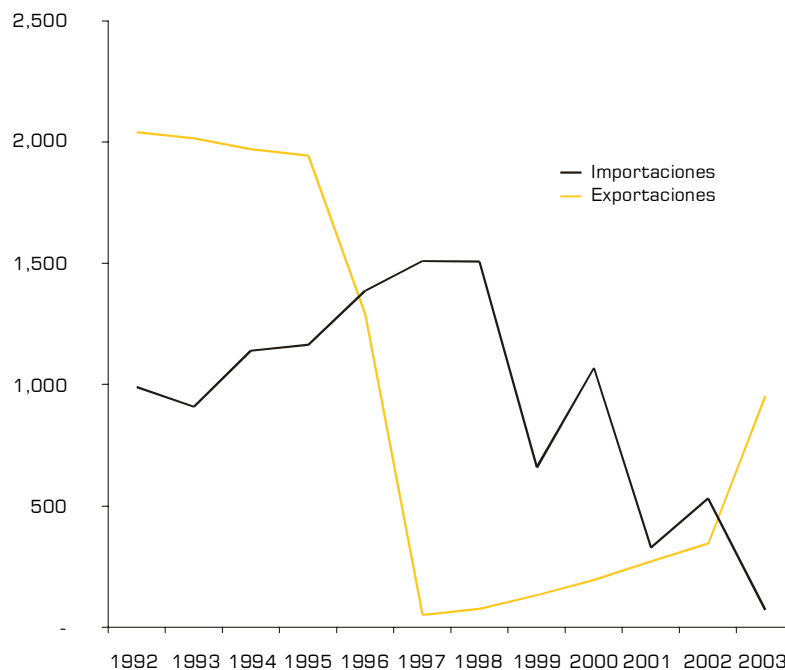
Cuadro 8  
Exportación e importación de energía eléctrica, 1993-2003  
(GWh)

Estados	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Exportaciones</b>											
Baja California Norte	1,995	1,947	1,920	1,258	17	45	31	66	112	164	765
Tamaulipas	0	0	0	6	6	0	0	2	1	0	0
Quintana Roo	20	23	24	25	28	31	100	127	158	180	188
<b>Total</b>	<b>2,015</b>	<b>1,970</b>	<b>1,944</b>	<b>1,289</b>	<b>51</b>	<b>76</b>	<b>131</b>	<b>195</b>	<b>271</b>	<b>344</b>	<b>953</b>
<b>Importaciones</b>											
Baja California Norte	44	166	228	355	406	480	646	927	82	311	45
Sonora	2	2	3	3	3	3	4	4	4	5	5
Chihuahua	857	949	928	1,029	1,101	1,022	7	129	235	189	21
Tamaulipas	6	23	5	0	0	2	2	9	6	26	0
<b>Total</b>	<b>909</b>	<b>1,140</b>	<b>1,164</b>	<b>1,387</b>	<b>1,510</b>	<b>1,507</b>	<b>659</b>	<b>1,069</b>	<b>327</b>	<b>531</b>	<b>71</b>
<b>Balance neto</b>											
<b>Exportación-Importación</b>	<b>1,106</b>	<b>830</b>	<b>780</b>	<b>-98</b>	<b>-1,459</b>	<b>-1,431</b>	<b>-528</b>	<b>-874</b>	<b>-56</b>	<b>-187</b>	<b>882</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Desde el año 1996 se presentó un déficit entre importaciones y exportaciones de energía eléctrica. Sin embargo, para el año 2003, las exportaciones se incrementaron en 177%, es decir, en 609 GWh. Mientras que las importaciones disminuyeron en un 86% (véase gráfica 12).

Gráfica 12  
Exportación e importación de energía eléctrica, 1993-2003  
(GWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.2 Estructura del sistema de generación eléctrica

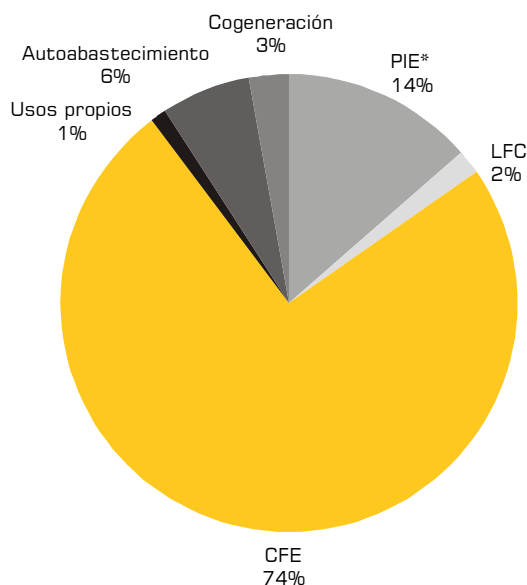
La estructura del sistema de generación eléctrica se compone de diversos actores que generan electricidad, es por ello, que se considera al sector público y a las modalidades privadas.

El sistema de generación instala potencia a partir de unidades de generación de diferente tecnología con objeto de garantizar el suministro y continuidad de la energía eléctrica así como aumentar su eficiencia.

#### 3.2.1 Capacidad instalada nacional

La capacidad efectiva de energía eléctrica a diciembre de 2003 ascendió a 49,672 MW, es decir, un incremento de 3,998 MW con respecto al año 2002. La generación eléctrica está integrada por CFE que aportó 74.4%, LFC, 1.7%; los productores independientes de energía, 13.6%; autoabastecimiento, 6.3%; cogeneración, 2.9% y el restante 1.2% usos propios continuos (véase gráfica 13). Cabe señalar que de considerar la capacidad efectiva de exportación, la capacidad instalada nacional en 2003 asciende a 51,002 MW.

Gráfica 13  
Capacidad efectiva de la generación en México, 2003  
49,672 MW



\*/ Considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Comisión Reguladora de Energía

Se destaca el aumento en la participación de los productores independientes en la generación de energía. En 2002 representaban el 7.6% de la generación total y para 2003 aportaron el 13.6%, es decir, que la generación aumentó en 56%.

La generación de energía eléctrica por parte del servicio público está conformada por la CFE, LFC y los Productores Independientes de Energía (PIE's)<sup>2</sup>.

En 2003 se registraron 187 centrales (considerando adiciones, modificaciones y retiros), las cuales contaron con 598 unidades generadoras. El 56.7% de las centrales son termoeléctricas, 42.3% son hidroeléctricas y el 1.1% son eololéctricas.

El SEN está dividido en nueve áreas operativas de las cuales seis comparten recursos de capacidad para establecer una operación más económica y confiable del sistema, el cual conforma el sistema interconectado.

En el año 2005<sup>3</sup> se planea interconectar el área Noroeste al resto del sistema, mientras que las dos zonas de la península de Baja California permanecerán aisladas. Esto último debido a que actualmente su incorporación al sistema interconectado no esta técnica ni económicamente justificada.

#### 3.2.2 Capacidad de generación del servicio público

A diciembre del 2003 la capacidad efectiva del servicio público ascendió a 44,554 MW, es decir, un aumento del 8.2% respecto al año pasado. Éste aumento se debió a la entrada y modificaciones de capacidad que se llevaron a cabo en 2003. En dicho año la capacidad aumentó principalmente por proyectos privados (véase cuadro 9).

<sup>2</sup> CFE contrata la totalidad de capacidad y energía de las PIE's para un periodo de 25 años, por lo cual son consideradas dentro del programa de obras de CFE y vinculadas a la planeación del SEN.

<sup>3</sup> Actualmente esta área opera de manera independiente por razones de estabilidad, aunque existen enlaces con las áreas Norte y Occidental.

Cuadro 9  
Adiciones y modificaciones de capacidad 2003

Central	Capacidad MW	Unidad	Tecnología	Ubicación
<b>Total</b>	<b>3,376.8</b>			
<b>Adiciones</b>				
Altamira III y IV (PIE)	1,036.0	1	CC	Tamaulipas
Tuxpan III y IV (PIE)	983.0	1	CC	Veracruz
Mexicali (PIE)	489.0	1	CC	Baja California
Transalta Chihuahua III (PIE)	259.0	1	CC	Chihuahua
Naco Nogales (PIE)	258.0	1	CC	Sonora
Transalta Campeche (PIE)	252.4	1	CC	Campeche
Calera (bloque) (Arrendamiento)	170.0		CI	Zacatecas
El Verde (Arrendamiento)	103.0	6 U's	TG	Jalisco
Las Cruces (Arrendamiento)	100.0	5 U's	TG	Guerrero
Dos Bocas (bloque) (Arrendamiento)	100.0		TG	Veracruz
Los Azufres	79.8	3 U's	Geo	Michoacán
Los Azufres	26.8	13	Geo	Michoacán
<b>Modificaciones</b>				
Guerrero Negro	-0.7	11	CI	Baja California Sur
Los Humeros	10.0	3 y 7	Geo	Michoacán
Los Azufres	-5.0	8	Geo	Michoacán
Celaya	0.0	3 U's	Com	Guanajuato
Holbox	0.2	4 y 5	CI	Quintana Roo
Los Humeros	5.0	4	Geo	Michoacán
Bajío (El Sauz) (PIE)	-16.7	1	CC	Guanajuato
El verde y Las Cruces (Arrendamiento)	-203.0	11 U's	TG	Jalisco y Guerrero
Dos Bocas y Calera (Arrendamiento)	-270.0		TG y CI	Veracruz y Zacatecas

CC = Ciclo Combinado    TG = Turbogás    CI = Combustión Interna    HID = Hidráulica    GEO = Geotérmica  
 PIE = Productor Independiente de Energía Eléctrica    COM = Combustóleo y/o gas  
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La capacidad en 2003 aumentó en 3,376.8 MW. Las centrales de ciclo combinado de productores independientes de energía registraron un aumento de 3,277.4 MW mientras que 106.6 MW adicionales fueron aportados por parte de 4 unidades de los Azufres. Se consideraron de abril a diciembre 473 MW por concepto de arrendamiento debido a las necesidades del sistema. En lo concerniente a las modificaciones, para finales del año 2003 fue de -480.2 MW en total.

La capacidad efectiva durante 1993-2003 creció a una tasa media anual de 4.3%. Este año las centrales de ciclo combinado aumentaron su capacidad en 44.4%. (véase cuadro 10).

Las centrales hidroeléctricas han mostrado una menor participación en la capacidad efectiva del servicio público. En 1993 su participación era del orden del 28%, mientras que en 2003, disminuyó a 22%.

En contraste, las centrales de ciclo combinado han incrementado notablemente su participación. En 1993 registraban el 6%, en tanto que en 2003 se incrementó a 24%. En 2003 las centrales de vapor representaron el 32% con respecto a la capacidad total, lo que las mantiene como el tipo de central dominante.

**Cuadro 10**  
**Capacidad efectiva del servicio público por tipo de central**  
**(MW)**

Año	Fuentes alternas					Hidrocarburos					Total*
	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Combustión interna	Dual	
1993	8,171	740	-	675	1,900	12,574	1,818	1,777	149	1,400	<b>29,204</b>
1994	9,121	753	2	675	1,900	13,274	1,898	1,777	149	2,100	<b>31,649</b>
1995	9,329	753	2	1,309	2,250	13,594	1,890	1,682	128	2,100	<b>33,037</b>
1996	10,034	744	2	1,309	2,600	14,295	1,912	1,675	121	2,100	<b>34,792</b>
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	<b>34,815</b>
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	<b>35,256</b>
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	<b>35,666</b>
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	<b>36,697</b>
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	<b>38,519</b>
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	<b>41,177</b>
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	<b>44,554</b>

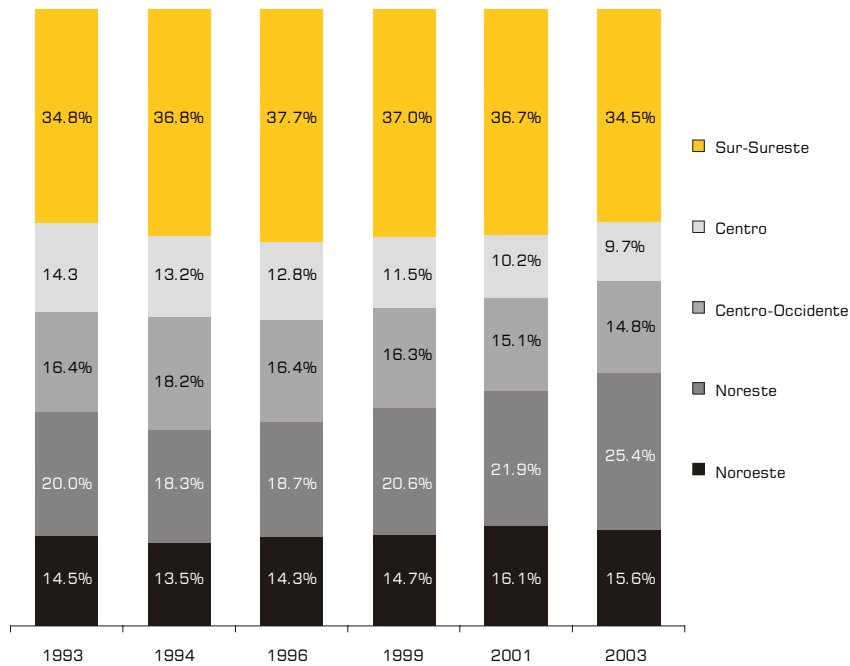
\* Incluye a los productores independientes de energía  
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.2.2.1 Capacidad de generación por región estadística

Las cinco regiones mantienen una participación en la generación de energía eléctrica similar con respecto al año anterior inmediato (véase anexo 2, tabla 5). La región Sur-Sureste continúa siendo desde

1993 la zona que cuenta con mayor participación en la capacidad efectiva en todo el país (véase gráfica 14).

**Gráfica 14**  
**Evolución de la capacidad efectiva por región estadística respecto al total (%)**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En 1993 las regiones Centro-Occidente y Noreste representaban el 36.4% de la capacidad total. Con los nuevos proyectos y modificaciones, la región que incrementó su capacidad fue la Noreste, la cual en 2003 registra una participación de 25.4%. Las regiones del Sur-Sureste y Noreste contribuyen con el 60% de la capacidad total del país. (véase cuadro 11).

### • Sur-Sureste

La región Sur-Sureste posee la mayor capacidad efectiva a nivel nacional, ya que representa el 34.5% del total. En esta región destaca la capacidad por centrales hidráulicas, la cual es la más grande del país con 5,976 MW. Ésta es la única región que cuenta con tecnología

Cuadro 11  
Capacidad efectiva por región y tecnología  
(MW)

Región	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Total</b>	<b>29,204</b>	<b>31,649</b>	<b>33,037</b>	<b>34,792</b>	<b>34,815</b>	<b>35,255</b>	<b>35,666</b>	<b>36,697</b>	<b>38,519</b>	<b>41,177</b>	<b>44,554</b>
<b>Noroeste</b>	<b>4,248</b>	<b>4,258</b>	<b>4,741</b>	<b>4,948</b>	<b>4,927</b>	<b>5,060</b>	<b>5,211</b>	<b>5,309</b>	<b>6,196</b>	<b>6,205</b>	<b>6,952</b>
Hidráulica	529	519	729	941	941	941	941	941	941	941	941
Vapor	2,575	2,575	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895	2,895
Ciclo combinado (CFE)									496	496	496
Ciclo combinado (PIE)									229	238	985
Turbogás	415	435	413	408	383	515	665	665	768	768	768
Combustión Interna	110	110	84	85	89	90	90	88	137	137	137
Geotérmica	620	620	620	620	620	620	620	720	730	730	730
Eólica							1	1	1	1	1
<b>Noreste</b>	<b>5,841</b>	<b>5,783</b>	<b>6,132</b>	<b>6,485</b>	<b>6,515</b>	<b>7,037</b>	<b>7,322</b>	<b>7,772</b>	<b>8,443</b>	<b>10,013</b>	<b>11,308</b>
Hidráulica	123	123	123	126	126	126	126	126	126	126	126
Vapor	2,759	2,759	2,759	2,759	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789	2,789
Ciclo combinado (CFE)	578	578	578	578	578	1,099	1,099	1,550	1,973	1,973	1,973
Ciclo combinado (PIE)									248	1,687	2,982
Turbogás	481	423	423	423	423	423	708	708	708	839	839
Combustión Interna	1	1									
Carbón	1,900	1,900	2,250	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
<b>Centro-Occidente</b>	<b>4,785</b>	<b>5,753</b>	<b>5,707</b>	<b>5,695</b>	<b>5,653</b>	<b>5,775</b>	<b>5,776</b>	<b>5,781</b>	<b>5,805</b>	<b>6,520</b>	<b>6,605</b>
Hidráulica	922	1,882	1,882	1,880	1,880	1,880	1,881	1,881	1,881	1,881	1,881
Vapor	3,508	3,508	3,508	3,508	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466
Ciclo combinado (CFE)	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218	218
Ciclo combinado (PIE)										592	575
Turbogás	40	40				122	122	122	146	275	275
Combustión Interna	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Geotérmica	90	98	98	88	88	88	88	93	93	88	190
<b>Centro</b>	<b>4,171</b>	<b>4,176</b>	<b>4,146</b>	<b>4,439</b>	<b>4,445</b>	<b>4,111</b>	<b>4,067</b>	<b>4,067</b>	<b>3,940</b>	<b>4,296</b>	<b>4,311</b>
Hidráulica	783	783	781	1,073	1,073	739	695	695	695	684	684
Vapor	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474
Ciclo combinado (CFE)	482	482	482	482	482	482	482	482	382	489	489
Turbogás	380	380	374	374	374	374	374	374	374	623	623
Combustión Interna	21	21									
Geotérmica	30	35	35	36	42	42	42	42	15	25	40
<b>Sur-Sureste</b>	<b>10,158</b>	<b>11,619</b>	<b>12,138</b>	<b>13,066</b>	<b>13,120</b>	<b>13,120</b>	<b>13,142</b>	<b>13,623</b>	<b>14,131</b>	<b>14,140</b>	<b>15,376</b>
Hidráulica	5,815	5,815	5,814	6,014	6,014	6,014	5,976	5,976	5,976	5,976	5,976
Vapor	1,259	1,959	1,959	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659
Ciclo combinado (CFE)	540	620	612	634	664	664	664	664	664	672	672
Ciclo combinado (PIE)								484	979	979	2,214
Turbogás	462	442	342	348	372	372	372	372	385	385	385
Combustión Interna	8	8	1	1	1	1	1	1	2	2	3
Dual	1,400	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Eólica		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Nuclear	675	675	1,309	1,309	1,309	1,309	1,368	1,365	1,365	1,365	1,365
<b>Plantas móviles</b>	<b>2</b>	<b>60</b>	<b>173</b>	<b>157</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>145</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

Notas: Los totales podrían no coincidir debido al redondeo.

La capacidad considerada en el caso de los PIE's es la correspondiente a la neta contratada.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

nuclear con una capacidad de 1,365 MW y centrales duales que registran una capacidad de 2,100 MW. Cabe señalar que aquí se localizan las mayores fuentes de desarrollo de fuentes primarias de energía como son la hidráulica y la eólica.

En 2003 entraron en operación las centrales de Tuxpan III y IV y Transalta Campeche bajo la modalidad de PIE´s, ambas suman una capacidad adicional de 1,236 MW. Estos dos proyectos explican en su mayor parte la tasa de crecimiento de 8.7% con respecto al año anterior en capacidad efectiva. La capacidad de generación en Veracruz ha tenido un desarrollo acelerado ubicándose en 2003 con una participación en capacidad nacional de 12.5%.

#### • Noreste

La segunda región en importancia es la Noreste con 11,308 MW. Las centrales de ciclo combinado son las que representan mayor capacidad en esta zona y a nivel nacional con 4,955 MW. Las centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de PIE´s en 2003 fueron las únicas que registraron adiciones, las cuales explican la tasa de crecimiento de 12.9% respecto al total del año anterior. En esta zona entró en operación Altamira III y IV (1,036 MW), que representó la adición más grande del año 2003 y Transalta Chihuahua II (259 MW).

Coahuila ha sido el único estado que ha mantenido prácticamente su misma participación a nivel nacional en lo concerniente a capacidad efectiva (7.1% en 1993 y 6.7% en 2003). Tamaulipas mostró el mayor crecimiento en capacidad efectiva al aumentar su participación nacional en casi 4 puntos porcentuales.

#### • Noroeste

En lo concerniente a la región Noroeste, en 2003 se registró un crecimiento del 12% respecto al año anterior. Esto debido a la entrada en operación de dos centrales de ciclo combinado bajo la modalidad de PIE´s: Mexicali (489 MW) y Naco Nogales (258 MW). Esta región concentra los mayores recursos de geotermia que contribuyen con 730 MW. Sus entidades federativas desde 1994 hasta 2003 han mantenido su participación con respecto a la capacidad nacional, a excepción de Baja California, misma que en 1994 contribuía con 4.5% y en 2003 con 6.0%. Esta entidad federativa cuenta con la mayor capacidad efectiva de la región con 2,652 MW.

#### • Centro-Occidente

En 2003 la región Centro-Occidente contribuyó con 14.8% de la capacidad nacional, es decir, con 6,605 MW. Su crecimiento registrado

respecto al año anterior fue de 1.3%, lo cual resulta más bajo en comparación con el crecimiento que mostró el año pasado de 12.3%. El aumento en capacidad de la región se compone de cuatro nuevas adiciones que sumaron 379.6 MW, mientras que hubo retiros por -294 MW, lo cual da como resultado un incremento neto de 85 MW.

En esta región destaca la concentración de centrales de vapor, las cuales registran una capacidad de 3,466 MW, es decir, representan el 24.3% de la capacidad nacional de vapor. Además tiene una participación relevante con sus centrales hidroeléctricas de 19.6% respecto al total de capacidad hidroeléctrica nacional.

#### • Centro

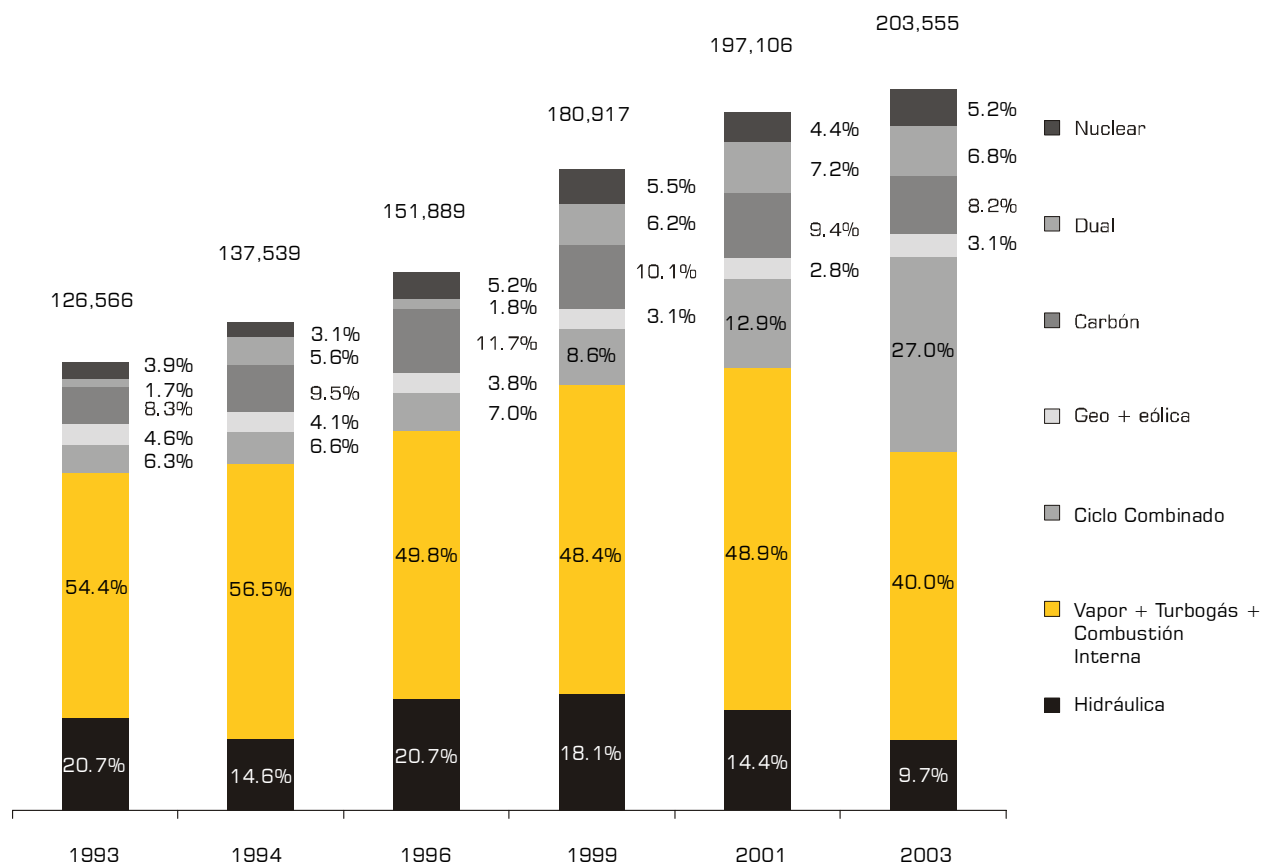
Por último, la región Centro es donde los usuarios son atendidos por dos empresas suministradoras (LFC y CFE). Su característica es que transporta la energía de sistemas vecinos, ya que sólo participa con 9.7% de la capacidad nacional y, adicionalmente, existen dos entidades federativas que no poseen infraestructura de potencia instalada (Morelos y Tlaxcala).

La región Centro prácticamente no registró crecimiento de capacidad para el año 2003, ya que sólo aumentó en 0.4% respecto al año anterior. Las centrales de vapor son las que más aportan a están región con un 57.4% de la capacidad regional. Se encuentra la zona metropolitana de la Ciudad de México, considerada ambientalmente crítica, por lo cual las centrales de combustóleo y diesel están siendo sustituidas por gas natural. Las capacidades instaladas en Hidalgo y el Estado de México contribuyen con el 5.1% y 3.3% respectivamente respecto a la capacidad nacional.

### 3.3 Producción de energía eléctrica

La generación de energía eléctrica en 2003 registró un aumento de 1.2% respecto al año pasado, ubicándose en 203,555 GWh. En el periodo de 1993-2003, la generación creció a una tasa promedio anual de 4.9%. En dicho periodo las centrales de vapor, turbogás y combustión interna continuaron con una menor participación en la generación de energía eléctrica. Estas tecnologías en 1993 representaban el 54.4% de la generación bruta total y en 2003 registraron 40.0%. La generación por parte de las centrales hidráulicas observa una baja en su participación al pasar de 12.4% en 2002 a 9.7% en 2003 (véase gráfica 15).

Gráfica 15  
SEN: generación bruta por tipo de planta, 1993-2003  
(GWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

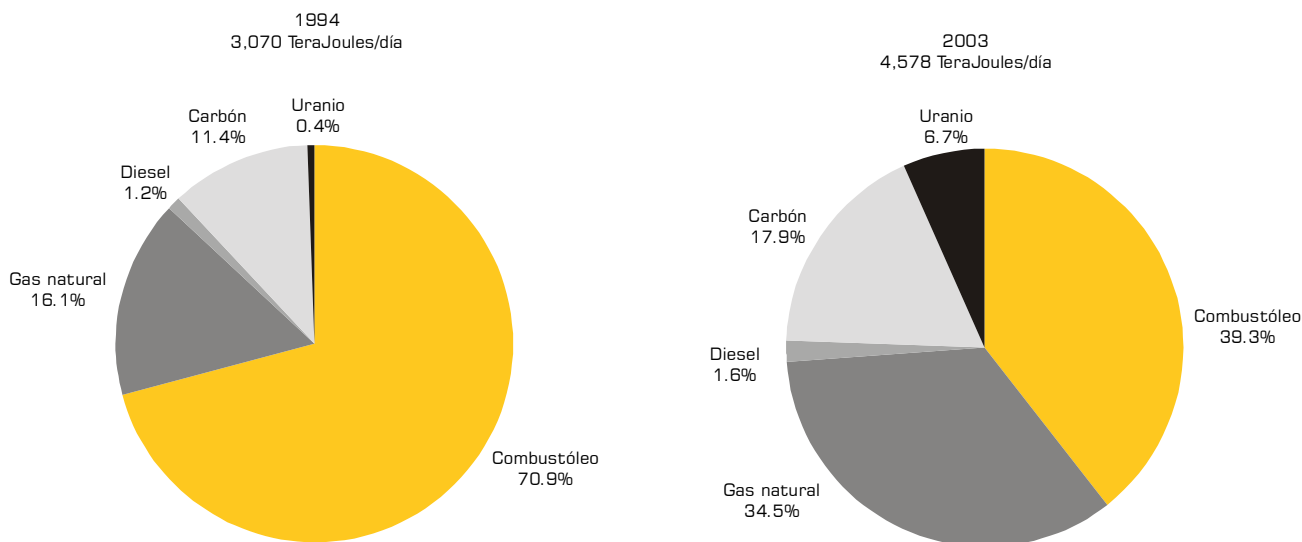
La gráfica 15 muestra la penetración que han tenido los proyectos de gas natural (tecnología de ciclo combinado) en la generación de energía eléctrica en los últimos años al pasar de 8.6% en 1999 a 2.7% en 2003.

En lo concerniente al consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica, sobresale el aumento en consumo de gas natural respecto al total, el cual aumentó de un 16.1% en 1994 a 34.5% en 2003. Este incremento disminuyó notablemente la participación del combustóleo al ubicarlo en 2003 en 39.3% de participación, cuando en 1994 se utilizaba el 70.9%. Este comportamiento no sólo se debe a su sustitución por gas natural; también contribuyó el diesel, el carbón y uranio (véase gráfica 16).

En ese sentido, la política energética establecida en el país durante los últimos años ha dispuesto que la mayor parte del incremento en la capacidad de generación sea con base en ciclos combinados. Esto debido a que utiliza el gas natural como combustible, el cual es el más limpio respecto al resto de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, además de presentar características atractivas sobre su costo de inversión, plazos de construcción cortos y eficiencia térmica elevada.



Gráfica 16  
 SEN: generación bruta por tipo de combustible, 1994-2003  
 (GWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.4 Generación por permisionarios de energía eléctrica

La generación privada de energía eléctrica es suministrada por los productores independientes (considerados dentro de la planeación del SEN) y la generación de los permisionarios en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación.

En 2003, la generación realizada por permisionarios reportada por la CRE ascendió a 52,496 GWh, es decir, creció a una tasa de 54% respecto al año pasado. Los productores independientes contribuyeron con el 59%, mientras que la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración aportó el 33% de la generación total (véase gráfica 17). El 8% restante es por parte de las modalidades de usos propios y exportación.

La generación de energía eléctrica del servicio público es completada por los productores independientes de energía eléctrica y la generación autoabastecida, de tal forma, que en 2003 la generación de energía eléctrica nacional ascendió a 220,837 GWh, de la cual las

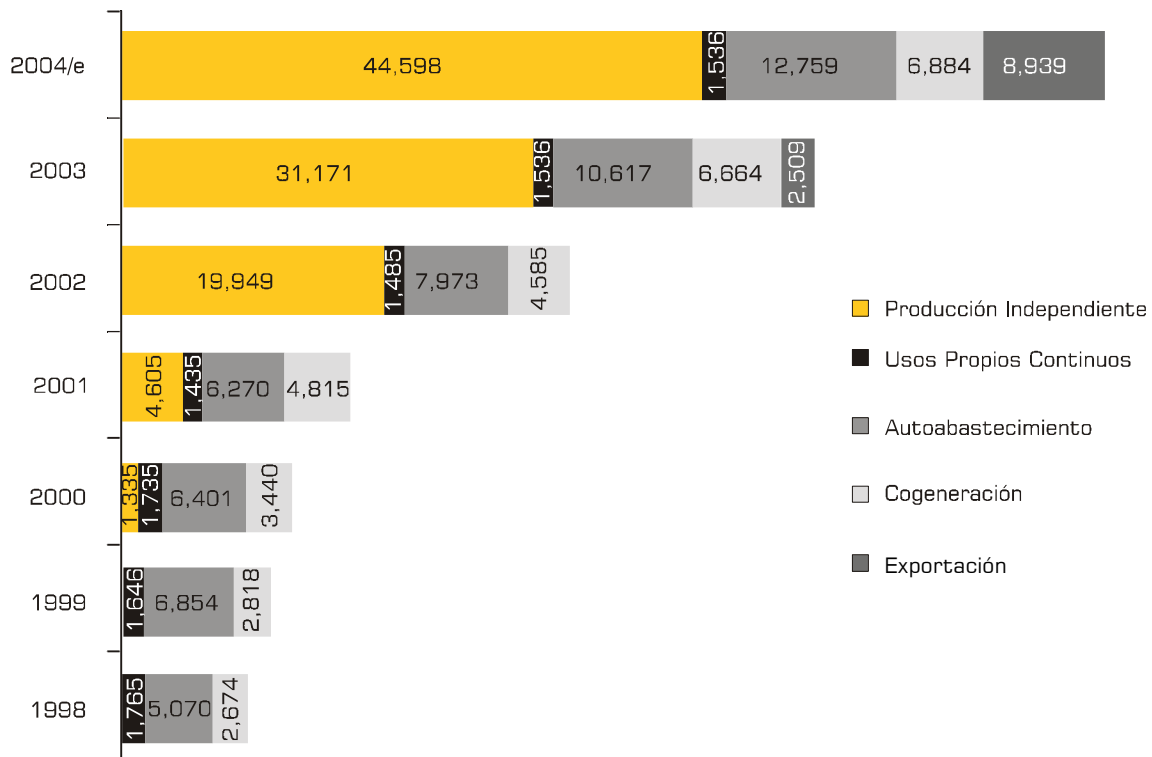
empresas suministradores aportaron el 81.6%, los productores independientes el 10.6% y el autoabastecimiento el 7.8%. Si en la generación nacional se considera además las modalidades de usos propios y exportación, la generación de energía eléctrica nacional en 2003 asciende a 224,881 GWh.

Cabe señalar que los productores independientes son de suma importancia para la generación de energía eléctrica en el país, ya que en 2003 generaron 56% más energía eléctrica respecto de 2002.

En 2003 entraron en operación dos proyectos de cogeneración, de los cuales uno fue de ciclo combinado y otro de combustión interna. En marzo del mismo año entró en operación el proyecto de cogeneración de Tractebel Energía de Monterrey, con 284 MW de capacidad autorizada el cual, es considerado el proyecto más grande en operación bajo esta modalidad en el país.

En autoabastecimiento, la mayoría de los proyectos cuenta con una capacidad autorizada promedio de 1.5 a 2 MW. En los últimos años, la motivación principal de los particulares por estos proyectos es la operación de estas plantas durante las horas pico de demanda máxima.

Gráfica 17  
Generación de energía eléctrica de permisionarios por modalidad  
(GWh)



e/ Pronóstico estimado por la Comisión Reguladora de Energía  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 3.5 Capacidad de transmisión y distribución del SEN

El SEN cuenta con 727,075 km de líneas de transmisión, incluyendo 69,008 km pertenecientes a LFC y 10,946 km de líneas subterráneas en alta, media y baja tensión de CFE. Del total anterior, 5.8% corresponde a las de 400 kV y 230 kV, 6.3% a las de 69 kV a 161 kV y 87.9% restante, a líneas con tensiones de 2.4 kV a 60 kV y baja tensión.

#### 3.5.1 Estructura general

La estructura general de la red de transmisión del SEN se compone de la siguiente forma:

- **Red de transmisión troncal.**- integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 kV y 400 kV) para movilizar grandes cantidades de energía entre regiones aisladas. Se alimentan de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. En el 2003 cuenta con 40,775 km de estas líneas.
- **Redes de subtransmisión.**- son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión de transmisión (69 kV a 161 kV) y cuentan con 44,087 km. Suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.
- **Redes de distribución en media tensión.**- suministran la energía de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente

pequeñas. La longitud de media tensión es de 348,058 km y en baja es de 225,147 km

- **Red de LFC.**- cuenta con una longitud de 31,189 km en niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV. Además la red de distribución en baja tensión (220 volts o 240 volts) tiene una longitud de 37,819 km.

Debido a su estructura longitudinal y poco mallada, así como a la extensa cobertura de la red, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible.

En el diseño y ampliación de la red de transmisión se consideran la magnitud y dispersión geográfica de las cargas, al igual que la localización de las centrales generadoras. La potencia máxima transportada por un enlace depende del límite térmico de los conductores, del límite de voltaje aceptable en los extremos del enlace y del margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante una desconexión imprevista de una línea o de una unidad

generadora. Estos dos últimos factores restringen con mayor frecuencia la potencia máxima entre los enlaces de la red.

### 3.5.2 Evolución de la red nacional de transmisión y distribución 1993-2003

Durante el periodo 1993-2003 el SEN aumentó en 181,898 km (véase cuadro 12). De esta manera, en 2003 existen 727,075 km que incluyen líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, de las cuales el 90.5% pertenecen a la CFE y el 9.5% restante a LFC. El incremento de líneas en LFC por 38,515 Km se debe a que a partir de 2003 están reportando las líneas de baja tensión.

Los niveles de tensión por parte de CFE están conformados en un 6% por líneas de transmisión (150 - 400 kV), 6% por líneas de subtransmisión (69 - 138 kV), 53% por líneas de distribución (2.4 - 60 kV) y 34% en líneas de baja tensión. Las líneas subterráneas contribuyen con el 1%.

Cuadro 12  
Líneas de transmisión, subtransmisión y baja tensión, 1993-2003  
(kilómetros)

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*	2002*	2003*
<b>Sistema Eléctrico</b>											
<b>Nacional</b>	<b>545,177</b>	<b>558,684</b>	<b>570,365</b>	<b>584,993</b>	<b>606,456</b>	<b>622,718</b>	<b>637,377</b>	<b>651,995</b>	<b>661,863</b>	<b>675,385</b>	<b>727,075</b>
Comisión Federal de Electricidad**	519,887	532,822	543,988	558,021	578,923	594,715	608,773	622,718	632,025	644,892	658,067
400 KV	9,710	10,623	10,979	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,503	15,999
230 KV	18,267	18,217	18,532	18,878	19,375	20,292	21,224	21,598	22,644	24,058	24,776
161 KV	495	427	456	456	456	456	456	508	516	614	470
138 KV	1,154	1,156	1,215	1,171	1,171	1,176	1,018	1,029	1,051	1,086	1,340
115 KV	30,393	30,910	31,336	31,423	32,003	33,405	34,151	34,971	36,199	38,048	38,773
85 KV	242	234	215	219	185	185	185	186	186	140	140
69 KV	3,641	3,567	3,496	3,566	3,487	3,459	3,490	3,441	3,360	3,381	3,364
34.5 KV	51,840	52,508	55,600	54,897	55,638	57,135	58,996	60,300	61,756	62,725	63,654
23 KV	18,924	19,510	19,928	20,505	22,056	22,765	23,323	23,756	24,663	25,826	26,366
13.8 KV	193,019	198,609	200,988	211,533	219,254	226,922	233,232	239,748	246,304	251,771	257,462
6.6 KV	626	461	451	425	429	428	428	428	429	429	429
4.16 KV	179	207	164	156	157	69	67	60	49	49	49
2.4 KV	99	103	101	102	102	103	93	94	94	98	98
Baja tensión	185,855	190,507	194,317	196,960	205,902	208,765	211,969	215,369	221,079	222,164	225,147
Líneas subterráneas***	5,443	5,783	6,210	6,393	6,800	7,306	7,742	8,065	9,039	9,737	10,946
Luz y Fuerza del Centro	25,290	25,862	26,377	26,972	27,533	28,003	28,604	29,277	29,838	30,493	69,008

\* Cifras revisadas por CFE

\*\* Incluye líneas subterráneas a partir de 2001

\*\*\*Kilómetros de línea incluidos en el total CFE

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En subestaciones y transformadores existe una capacidad instalada de 217,774 Megavolt Amperes (MVA) mostrando un incremento de 4% respecto al año anterior. De esta capacidad instalada le corresponden 125,073 MVA a subestaciones de transmisión, 66,638 MVA a distribución de CFE y 26,063 MVA a subestaciones de LFC (véase cuadro 1.3).

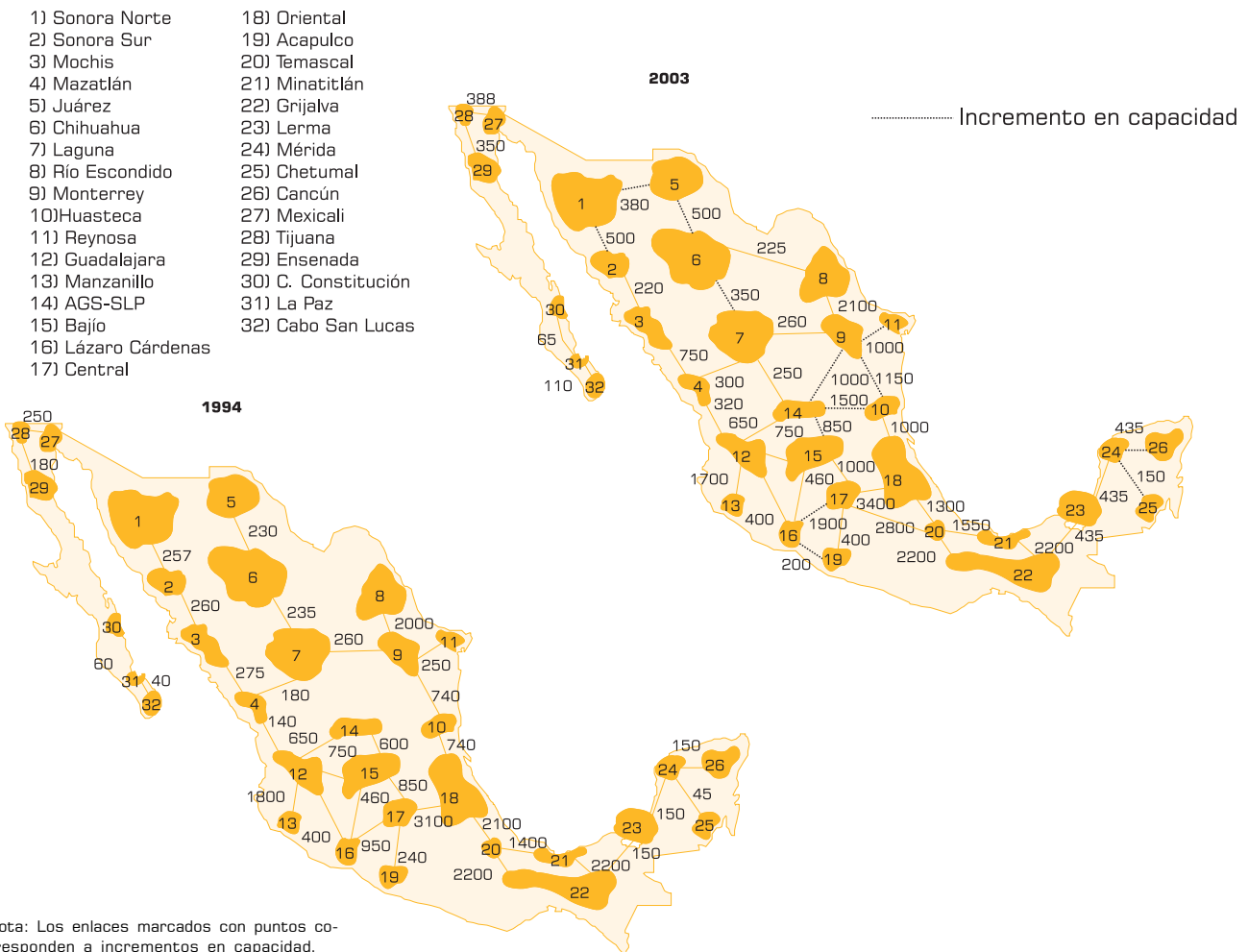
La figura 5 muestra la evolución de la capacidad máxima de transmisión de los enlaces entre las regiones de 1994 a 2003. Destacan el incremento en capacidad de los enlaces que conectan a la Huasteca con Aguascalientes y San Luis Potosí, así como el de Acapulco con Lázaro Cárdenas. Asimismo se amplió la capacidad del enlace entre Sonora Norte con Juárez y Sonora Sur.

Cuadro 13  
Capacidad instalada en subestaciones y transformadores (MVA)

Subestaciones	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Sistema Eléctrico Nacional</b>	<b>177,626</b>	<b>184,753</b>	<b>197,656</b>	<b>209,584</b>	<b>217,774</b>
CFE	157,124	164,916	173,305	183,783	191,711
Distribución	53,950	57,070	59,749	64,076	66,638
Transmisión	103,174	107,846	113,556	119,707	125,073
LFC	20,502	19,837	24,351	25,801	26,063

Fuente: Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

Figura 5  
Evolución de la capacidad de transmisión del SEN (MW)



El dinamismo del sector energético en México depende en gran medida de la planeación oportuna del sistema eléctrico nacional. Una eficiente asignación de los recursos públicos para el beneficio de los usuarios es siempre considerada en la elaboración de esta planeación.

Este capítulo muestra los resultados de estudios realizados con la finalidad de trazar la directriz de expansión del sistema eléctrico. De acuerdo a las necesidades eléctricas para los próximos diez años y a las restricciones presupuestales que enfrenta el país, se planea el crecimiento de la oferta eléctrica. Asimismo, se analiza la evolución estimada del costo de los insumos, las nuevas tecnologías disponibles y la participación de los permisionarios, entre otros conceptos, con el fin de que la planeación sea lo más cercana posible a las condiciones que la nación enfrentará en el futuro.

Un punto identificado plenamente por su importancia actual y que se destaca en este capítulo, es el comportamiento de los permisionarios. En la planeación del SEN se considera el servicio público y los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que en los últimos años han mostrado un alto dinamismo.

## **4.1 Escenarios macroeconómicos y supuestos básicos**

Las estimaciones realizadas en este documento se sustentan en supuestos económicos proyectados para los próximos 10 años, así como en escenarios alternos.

Los escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica se elaboran con base en modelos econométricos sectoriales y estimaciones regionales. Las tendencias de cada uno de los sectores productivos se estiman de acuerdo a las observaciones históricamente registradas, así como la evolución en diferentes sectores. Los principales supuestos son los siguientes:

### a) Escenarios macroeconómicos

Se establecieron tres escenarios de crecimiento económico (planeación, alto y moderado) para el periodo 2004-2013, los cuales consideran un comportamiento cíclico de la economía. Cabe señalar que las estimaciones del consumo de energía eléctrica consideran tanto la energía suministrada por el sector público (incluido a los PIE´s), como la autoabastecida. Los escenarios se definen de la siguiente manera:

- Planeación: considera una tasa media de crecimiento del PIB de 4.7%. Este escenario se utiliza como base. A partir de estas estimaciones se planea la expansión de capacidad del sistema eléctrico nacional.
- Alto: estima una tasa media de crecimiento del PIB de 5.6%.
- Moderado: se calcula que la economía crecerá a una tasa de 3.2%.

### b) Precios de electricidad

Los precios de la electricidad están en función de los escenarios macroeconómicos anteriormente mencionados, así como de las políticas de subsidios que el gobierno federal ponga en marcha en los siguientes años. Asimismo, están sujetos a sus componentes como son el precio de los combustibles y la inflación. Estos elementos, de igual manera, están ligados necesariamente a los escenarios previstos de crecimiento de la economía.

### c) Precio de los combustibles

El precio de los combustibles fósiles, que determina una parte significativa del costo de producción, mantiene la misma trayectoria en los tres escenarios. Se considera el mismo pronóstico de crudo, petrolíferos y gas natural en los tres escenarios en términos de dólares por unidad física, la diferencia en cada uno radica en la inflación y tipo de cambio.

El precio del combustóleo es considerado bajo tres escenarios: base, alto y moderado. Estos estiman una disminución promedio en el precio del combustóleo para el periodo comprendido de -1.7%, -1.8% y -1.0% respectivamente.

La tasa de crecimiento promedio estimada para los siguientes diez años del precio del gas natural es de -2.1%, -2.2% y -1.4% de acuerdo con los escenarios base, alto y moderado respectivamente.

### d) Supuestos de población y vivienda

Se considera el crecimiento de la población para los próximos diez años estimado por el Consejo Nacional de Población (CONAPO). De esta manera, se espera que el ritmo de crecimiento sea de 1.1% para la siguiente década. Además se estima un crecimiento anual del 3% para las viviendas. Estas dos consideraciones implican un descenso paulatino del tamaño promedio de las familias al descender de 4 habitantes a un promedio de 3.3 habitantes para el último año estimado.

### e) Proyectos de autoabastecimiento y cogeneración

Las estimaciones de cogeneración y autoabastecimiento han sido determinadas por el Grupo de Trabajo de Autoabastecimiento y Cogeneración coordinado por la SENER. En este apartado se consideran los proyectos con mayor factibilidad y que son incluidos en los pronósticos de expansión del SEN.

### f) Otros supuestos

De igual manera, se consideran las variables de eficiencia energética, horizonte de mejora tecnológica en los sectores residencial, comercial e industrial, con la introducción y difusión de diversos equipos y dispositivos de iluminación. También se toman en cuenta los efectos del ahorro de energía, como el horario de verano.

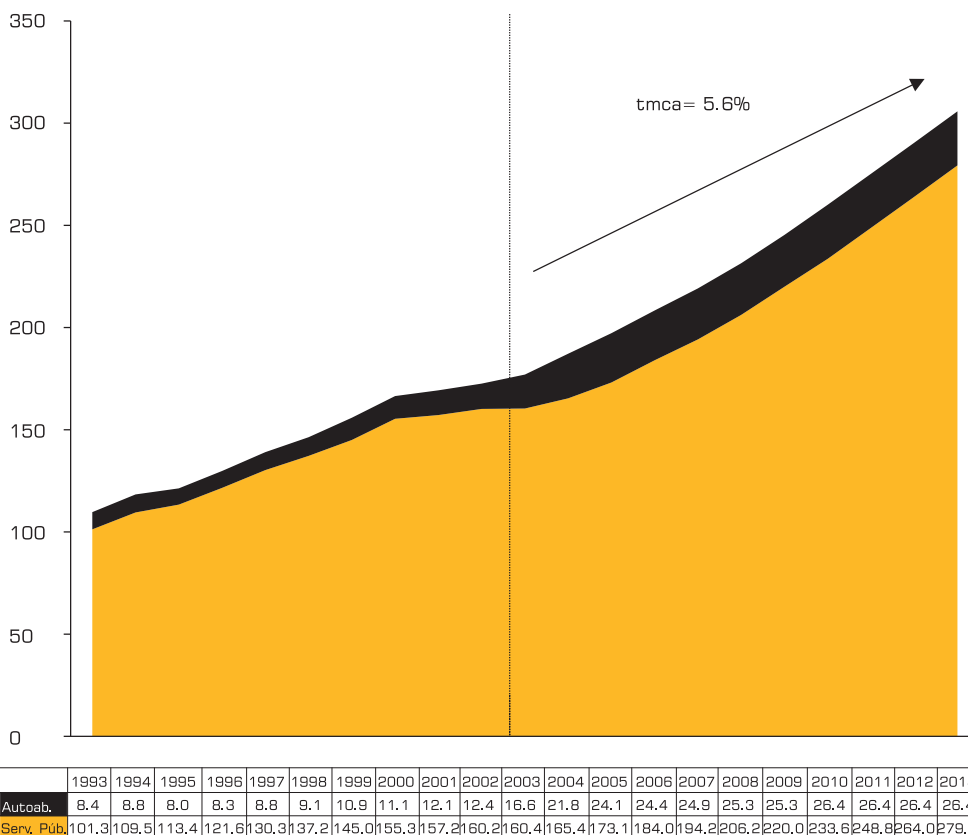
## 4.2 Pronóstico del consumo nacional de electricidad 2004-2013

La finalidad de este estudio es analizar la tendencia del consumo de acuerdo a los escenarios probables de crecimiento. Se consideran cargas específicas a nivel nacional y regional para afinar los resultados que arroje el estudio. Los elementos contemplados para el periodo 2004-2013 son:

- Actualización anual de solicitudes formales de servicio
- Investigaciones del mercado regional
- Estudio de tendencias y de comportamiento sectorial y regional
- Estimaciones sobre proyectos de autogeneración y cogeneración con alta probabilidad de realización

En los últimos diez años el consumo nacional de electricidad ha mostrado una tasa media anual de 4.9%, ubicándolo en niveles de 177 TWh en 2003, mientras que para el lapso 2004-2013, la tasa de crecimiento en el consumo nacional será 5.6%, cifra perteneciente al escenario de planeación donde el consumo al 2013 será de 305.8 TWh (véase gráfica 18).

Gráfica 18  
Consumo nacional de energía eléctrica  
(escenario de planeación)  
(TWh)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

A partir de 2003, la contribución del autoabastecimiento en el consumo nacional de electricidad será significativo debido a que las estimaciones proyectan una tasa de crecimiento mayor al 30% durante 2004. Asimismo, el sector público en el año 2004 empezará a retomar su mayor dinamismo.

Cabe señalar que en 1998 la autogeneración representaba el 6.2% del consumo nacional de energía eléctrica, sin embargo, se estima que a partir de 2004 su participación esté por encima del 10%. Esto refleja la participación activa del sector de autogeneración en el consumo nacional en los últimos años.

Se estima una tasa media anual de 5.7% para las ventas internas de energía eléctrica en los próximos diez años. Las estimaciones para el consumo autoabastecido se han visto modificadas a la baja debido a que varios proyectos de autoabastecimiento no fueron concretados. Ello provocó que la estimación del consumo autoabastecido se redujera a 4.8% para los próximos 10 años (véase cuadro 14).

Cuadro 14  
Sector Eléctrico Nacional: escenario de planeación  
(tasas medias de crecimiento anual)

	Prospectiva 2003-2012	Prospectiva 2004-2013
	Escenario de Planeación Periodo 2003-2012	Escenario de Planeación Periodo 2004-2013
<b>Consumo Nacional</b>	5.6	5.6
<b>Consumo Autoabastecido</b>	8.2	4.8
<b>Ventas</b>	5.4	5.7
Desarrollo Normal	4.5	4.4
Residencial	4.6	4.5
Comercial	4.8	4.8
Servicios	3.2	3.4
Agrícola	2.0	2.5
Industrial	6.1	6.6
Empresa Mediana	6.9	6.8
Gran Industria	5.0	6.3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Actualmente, las ventas de energía eléctrica dependen en su mayor parte de la actividad del sector industrial, el cual representa el 59% de las ventas totales. Para los próximos años se percibe una trayectoria más estable para el sector y ello propició una revisión de los pronósticos, lo que derivó en un aumento de la tasa de crecimiento al pasar de 6.1% a 6.6% en esta Prospectiva. Esta revisión fue propiciada fundamentalmente por las nuevas estimaciones en la gran industria. De acuerdo a las estimaciones, las empresas medianas presentarán una tasa de crecimiento anual de 6.8% mientras que la gran industria crecerá al 6.3%.

El sector servicios también tendrá un alza debido a una evolución favorable que se prevé en los siguientes años. El resto de las estimaciones mostradas en el cuadro anterior se mantuvieron similares a las cifras presentadas en la prospectiva anterior.

La estimación de las ventas del sector industrial aumentó debido a que se prevén condiciones económicas más favorables para su desarrollo. Mientras que en la prospectiva anterior se estimó una tasa de 6.1%, en esta prospectiva se calculó una tasa de 6.6%. Este aumento se espera en mayor medida en la gran industria, la cual se estima que crecerá en 6.3% para los próximos diez años (véase cuadro 15).

Cuadro 15  
Servicio Público: pronóstico de las ventas totales por sector, 2003-2013  
(GWh)

Sector	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca (%) 2004-2013
<b>Total Nacional</b>	161,337	166,446	174,098	184,876	194,923	206,801	220,513	234,084	249,238	264,433	279,808	5.7
Ventas internas	160,384	165,359	173,139	184,002	194,191	206,180	219,979	233,619	248,773	263,968	279,343	5.7
Residencial	39,861	41,674	43,673	45,771	47,978	50,116	52,291	54,611	56,992	59,396	61,859	4.5
Comercial	12,808	13,417	14,085	14,780	15,544	16,327	17,103	17,903	18,721	19,588	20,449	4.8
Servicios	6,149	6,159	6,213	6,351	6,556	6,808	7,099	7,427	7,782	8,161	8,557	3.4
Industrial	94,228	96,291	100,993	108,707	115,613	124,242	134,634	144,646	156,096	167,501	179,041	6.6
Empresa mediana	56,874	58,999	62,088	66,091	70,303	75,281	81,155	88,231	95,766	102,915	110,087	6.8
Gran industria	37,354	37,292	38,905	42,616	45,310	48,961	53,479	56,415	60,330	64,586	68,954	6.3
Bombeo Agrícola	7,338	7,818	8,175	8,392	8,499	8,688	8,853	9,032	9,183	9,323	9,438	2.5
Exportación	953	1,087	959	874	732	621	534	465	465	465	465	-6.9

tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad



Con respecto a las ventas internas, se espera que en 2013 el sector industrial continúe participando con el 64% respecto al total. El segundo sector en importancia seguirá siendo el residencial, con una participación de 22%.

#### 4.2.1 Análisis regional del mercado de energía eléctrica

Las estimaciones regionales se realizaron con base en estudios estadísticos de tendencia y se complementaron con proyecciones provenientes de grandes consumidores. Con ello, se pronosticó la energía requerida por cada zona y de esa manera fue posible planificar la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras.

Las ventas de energía eléctrica a los usuarios con cargas importantes (sector industrial principalmente) se estiman con las solicitudes de nuevos servicios y mediante encuestas anuales aplicadas por CFE.

Las estimaciones de ventas de energía eléctrica indican que las regiones Noroeste y Noreste serán las de mayor crecimiento con tasas medias anuales de 6.1% y 6.8% respectivamente. La región que crecerá a menor ritmo es la Centro con una tasa media anual de 4.3% (véase cuadro 16).

En la región Noroeste se espera un crecimiento mayor en las ventas internas de energía eléctrica debido a los estados de Baja California Sur y Baja California Norte, que presentan tasas medias de crecimiento de 7.8% y 7.1% respectivamente. Asimismo, el dinamismo de la región Noreste estará determinado por el crecimiento en ventas internas de los estados de Nuevo León y Tamaulipas.

La región Centro-Occidente presentará una tasa de crecimiento de 5.7% en las ventas internas para los próximos años. Se estima que en los próximos dos años crezca a una tasa anual del 4.5% aproximadamente. Las ventas internas en los estados de Jalisco, Guanajuato y Michoacán contribuirán en mayor medida al crecimiento esperado.

En la región Centro se espera un crecimiento de 4.3% en las ventas internas para el periodo de análisis. Los estados que darán mayor impulso a la región serán el Estado de México, Puebla y la Ciudad de México. La región Sur-Sureste registrará ventas con una tasa de crecimiento de 5.8% para el periodo 2004-2013.

#### 4.2.2 Demanda máxima por área operativa del SEN

El SEN abastece a la demanda máxima, la cual es igual a la demanda del servicio público más la demanda de centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo de energía.

La demanda de transmisión y respaldo (autoabastecimiento remoto) fue estimada de acuerdo a referencias de Enertek (cuenta con contrato de respaldo con CFE), Arancia (con porteo en distribución entre sus socios) y los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que se consideraron para esta prospectiva. Cabe señalar que la demanda autoabastecida se considera independiente al sistema debido a que no requiere servicios de transmisión y de respaldo.

Cuadro 16  
Servicio Público: ventas totales por región estadística, 2003-2013  
(GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca (%) 2004-2013
<b>Total nacional</b>	<b>160,384</b>	<b>165,359</b>	<b>173,139</b>	<b>184,002</b>	<b>194,191</b>	<b>206,180</b>	<b>219,979</b>	<b>233,619</b>	<b>248,773</b>	<b>263,968</b>	<b>279,343</b>	<b>5.7</b>
Noroeste	21,270	22,495	23,673	24,978	26,294	28,345	30,437	32,326	34,329	36,308	38,280	6.1
Noreste	39,235	40,021	41,869	44,883	48,001	51,422	56,528	60,990	65,863	70,777	75,829	6.8
Centro-Occidente	36,242	37,939	39,658	42,480	44,637	47,153	50,969	53,605	56,644	59,840	63,083	5.7
Centro	40,969	41,780	43,330	45,401	47,504	49,522	52,146	54,765	57,374	59,929	62,513	4.3
Sur-Sureste	22,582	23,032	24,514	26,160	27,651	29,629	29,785	31,813	34,437	36,982	39,499	5.8
Pequeños Sistemas	86	92	95	100	104	109	114	120	126	132	139	4.9

tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El cuadro 17 señala las cifras de demanda bruta (carga máxima, carga media y carga base) por área operativa. Los sectores con mayor carga máxima son el Noreste y Baja California Sur, los cuales presentan una tasa media de crecimiento de 6.9% y 7.7% respectivamente. Estas regiones concentran los mayores corredores industriales y desarrollos turísticos del país. A nivel nacional se espera que la demanda bruta máxima crezca a una tasa media anual de 5.6% durante los próximos diez años.

### 4.3 Expansión del sistema eléctrico nacional

La estructura de expansión está constituida por las obras consideradas como capacidad comprometida (obras en proceso de construcción, en licitación o cierre financiero) y las obras de capacidad no comprometida (no tienen un esquema definido y aún no han sido licitadas). Estas últimas pueden ser desarrolladas por particulares o por el sector público.

Cuadro 17  
SEN: pronóstico de la demanda bruta por área operativa, 2004-2013  
(MWh/h)

Área		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca (%) 2004-2013
<b>Sistema Interconectado</b>												
Norte	P	2,824	2,971	3,134	3,295	3,466	3,706	3,922	4,157	4,387	4,601	5.4
	M	1,991	2,113	2,232	2,343	2,470	2,639	2,796	2,966	3,126	3,282	5.6
	B	1,807	1,923	2,032	2,133	2,250	2,403	2,547	2,703	2,848	2,991	5.7
Noreste	P	5,969	6,352	6,778	7,238	7,703	8,446	9,040	9,716	10,414	11,135	6.9
	M	4,309	4,567	4,866	5,201	5,531	6,069	6,500	6,984	7,477	7,989	6.9
	B	3,942	4,173	4,444	4,751	5,051	5,544	5,938	6,381	6,829	7,294	6.9
Occidental	P	7,021	7,413	7,881	8,238	8,653	9,277	9,727	10,228	10,757	11,293	5.5
	M	5,371	5,686	6,049	6,322	6,643	7,125	7,467	7,853	8,261	8,672	5.7
	B	5,007	5,305	5,645	5,899	6,199	6,649	6,967	7,328	7,710	8,093	5.7
Central	P	8,176	8,588	9,030	9,376	9,763	10,306	10,734	11,218	11,653	12,071	4.4
	M	5,404	5,635	5,884	6,099	6,340	6,683	6,968	7,275	7,560	7,836	4.1
	B	4,792	4,982	5,189	5,375	5,584	5,883	6,136	6,404	6,656	6,900	4.0
Oriental	P	5,522	5,854	6,204	6,576	6,976	7,497	7,969	8,472	8,990	9,513	5.8
	M	3,951	4,162	4,412	4,675	4,953	5,331	5,658	6,022	6,387	6,754	5.7
	B	3,604	3,788	4,016	4,255	4,506	4,853	5,148	5,480	5,812	6,144	5.6
Peninsular	P	1,109	1,180	1,264	1,344	1,433	1,525	1,644	1,772	1,894	2,020	6.8
	M	825	873	935	995	1,061	1,129	1,217	1,311	1,402	1,495	6.8
	B	762	806	863	917	978	1,042	1,123	1,210	1,293	1,380	6.8
<b>Sistemas Aislados</b>												
Noroeste	P	2,622	2,746	2,884	3,021	3,162	3,355	3,541	3,721	3,905	4,083	5.1
	M	1,679	1,755	1,837	1,918	2,005	2,128	2,243	2,359	2,475	2,587	4.9
	B	1,470	1,536	1,606	1,675	1,749	1,857	1,956	2,058	2,159	2,257	4.9
Baja California	P	1,940	2,024	2,125	2,217	2,443	2,635	2,805	3,008	3,190	3,373	6.3
	M	1,288	1,337	1,400	1,457	1,600	1,721	1,826	1,952	2,070	2,189	6.1
	B	1,144	1,185	1,240	1,289	1,414	1,519	1,610	1,719	1,823	1,928	6.0
Baja California Sur	P	233	250	268	287	308	332	360	390	419	451	7.7
	M	154	163	174	186	199	214	231	250	270	290	7.4
	B	136	144	153	164	175	188	203	220	237	254	7.3
Pequeños Sistemas	P	23	23	24	26	27	28	29	31	32	34	4.4
	M	12	12	13	13	14	14	15	16	17	17	3.9
	B	9	10	10	10	11	11	12	12	13	14	3.6

P= Carga máxima M= Carga media B= Carga base  
tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Una característica esencial del sistema de expansión eléctrica es el tiempo de obra de los proyectos. En promedio, una central de generación eléctrica se construye en cuatro años desde el inicio del concurso hasta su entrada en operación. Esta peculiaridad obliga a que las decisiones para abastecer futuras demandas sean hechas con años de anticipación. Es por ello, que el sistema requiere de una planeación oportuna.

Los proyectos factibles (técnica y económicamente) son evaluados y configurados de tal manera que minimicen los costos de inversión y operación a través de modelos de optimización y simulación.

El programa de obras considera además de manera explícita, la configuración del sistema de generación (retiros de unidades, capacidad comprometida y no comprometida) y la red troncal de transmisión con el objetivo de que toda la energía generada pueda ser transportada. Además se consideran los proyectos de autoabastecimiento por los servicios de transmisión y respaldo que requieren para evaluar su impacto en el sistema de expansión.

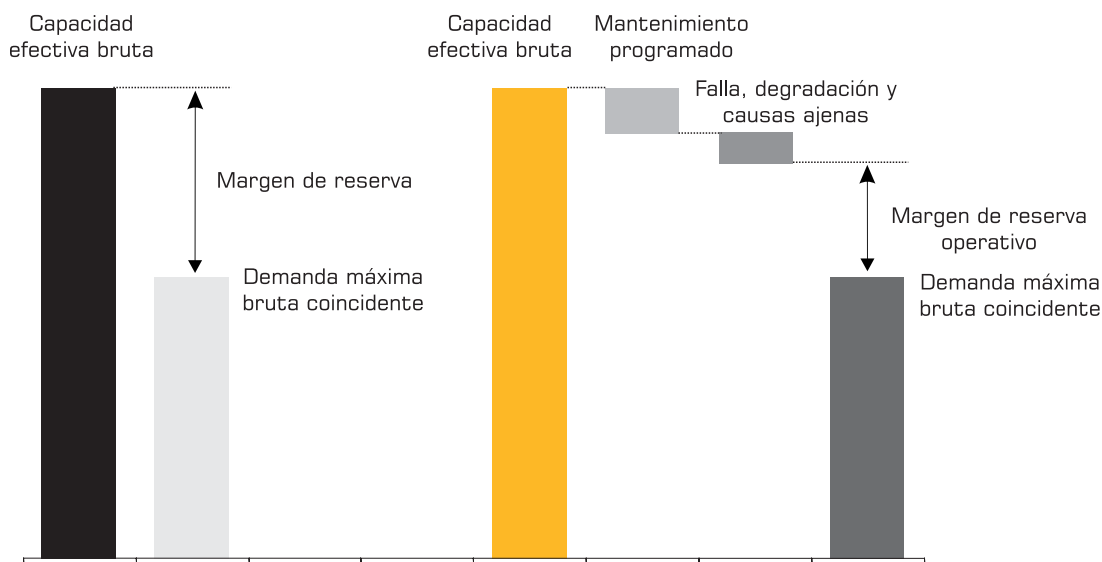
Cabe señalar que se considera el hecho que la zona Noroeste se integrará al SI a principios de 2005, cuando entrará en operación el enlace Nacozari-Nuevo Casas Grandes.

### 4.3.1 Capacidad de reserva

La capacidad de reserva se define como la diferencia entre la capacidad efectiva de generación del sistema y la demanda máxima o demanda pico en un periodo; mientras que el margen de reserva se especifica como la diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente del sistema eléctrico, expresado como porcentaje de la demanda máxima coincidente.<sup>1</sup> (véase figura 6).

La capacidad de reserva es imprescindible para evaluar las adiciones futuras de capacidad del SEN debido a que mide la confiabilidad del suministro, la cual es garantizada si la capacidad del sistema eléctrico es mayor a la demanda máxima anual en cierto porcentaje.

Figura 6  
Margen de reserva y margen de reserva operativo



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

<sup>1</sup> El programa de expansión del sistema eléctrico garantiza que se cubra la demanda máxima de cada día del año, en especial en las horas pico.

La importancia de la capacidad de reserva se debe a que:

- No es posible almacenar la energía eléctrica. Ésta se produce en el instante en que se consume.
- La capacidad del sistema está sujeta a reducciones como consecuencia de salidas programadas de plantas por mantenimiento y eventos fortuitos como fallas, degradaciones, fenómenos climatológicos, entre otros.

Al no ser posible almacenar la energía eléctrica, siempre hay que contar en todo momento con una capacidad eléctrica mayor que la cantidad demandada para evitar la falta de energía. La capacidad de reserva del sistema depende de las centrales eléctricas y de sus factores de disponibilidad, de la capacidad de las unidades generadoras en relación con la capacidad total y de las condiciones de mallado de la red<sup>2</sup>.

Los requerimientos de capacidad de los sistemas aislados o débilmente interconectados, se determinan de manera individual, en función de sus propias curvas de carga y demandas máximas.

La demanda máxima coincidente, un elemento en la definición del margen de reserva, define los requerimientos de capacidad. Esta demanda es menor a la suma de demandas máximas de los sistemas regionales, ya que éstas no son cronológicamente coincidentes. En los sistemas aislados los requerimientos de capacidad se definen de manera individual, en función de sus propias curvas de carga y de sus demandas máximas.

No existe un razonamiento único para definir el margen de reserva que debe adoptarse en la planeación de un sistema. Existen dos métodos: el probabilístico, que está en función del costo de falla (probabilidad de pérdida de carga) y el determinístico, basado en valores promedio de disponibilidad de las centrales generadoras y/o en el comportamiento estacional típico de la demanda. Este último fue adoptado para el sistema mexicano, y bajo este criterio<sup>3</sup> se estableció un margen de reserva de 27% y margen de reserva operativo de 6% tanto para el SI, como para el área Noroeste<sup>4</sup>.

En el caso del área de Baja California, que no está integrada al SI, su nivel mínimo de capacidad de reserva (descontando el retiro de capacidad efectiva por mantenimiento) se elige entre la capacidad de la unidad mayor o el 15% de la demanda máxima después de mantenimiento; el rubro que resulte mayor entre ambas opciones es el definido como su capacidad de reserva. Asimismo, el área de Baja California Sur adopta como mínimo de capacidad de reserva el total de la capacidad instalada de las dos unidades mayores.

El margen de reserva estimado a nivel nacional para 2004 registra un incremento en su nivel de margen de reserva y operativo debido a la incorporación del área Noroeste al Sistema Interconectado. Sin embargo, el margen de reserva en los últimos años se estima que se ubique por debajo del límite establecido mientras que el margen operativo se encuentre justo en el límite. Esto debido a los bajos niveles de almacenamiento de la presas, la disminución del factor de disponibilidad de las centrales térmicas a 80% en promedio<sup>5</sup> y falta de mantenimiento por restricciones presupuestales. (véase gráfica 19).

<sup>2</sup> Cuando varios sistemas regionales se encuentran sólidamente mallados, es posible reducir el margen de reserva, debido a que los recursos de capacidad de generación se comparten en forma eficiente.

<sup>3</sup> En 1998, se adoptó un criterio determinístico para establecer el margen de reserva del SEN, con la participación de funcionarios de las SENER, SHCP, SECODAM, CNA y CFE.

<sup>4</sup> De acuerdo con la regionalización de CFE.

<sup>5</sup> La disponibilidad normal con recursos presupuestales para programas de mantenimiento apropiado sería de 83.7%.

Gráfica 19  
Sistema Interconectado: Margen operativo y margen de reserva (%)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 4.3.2 Programa de expansión 2004-2013

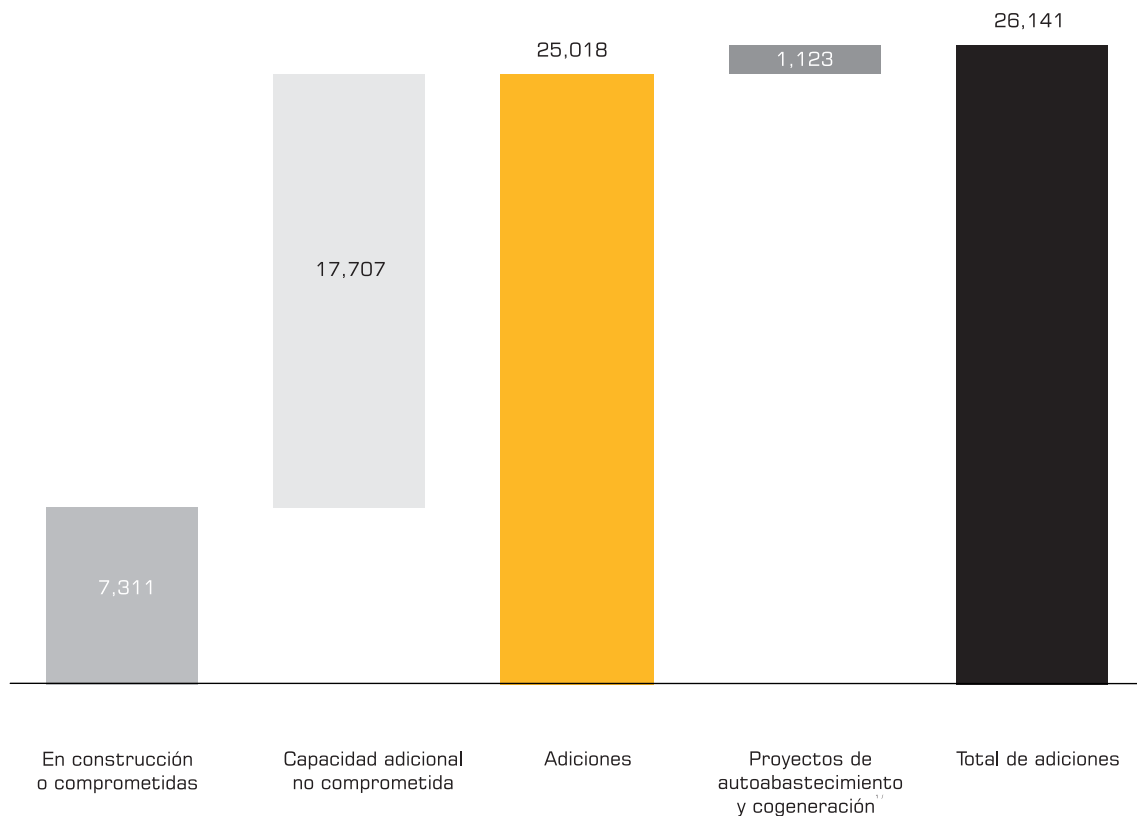
El programa de expansión del SEN para la siguiente década requerirá una capacidad de 25,018 MW, la cual estará conformada por 7,311 MW de capacidad en construcción o comprometida y 17,707 MW de capacidad adicional no comprometida. La capacidad remota de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración que se consideran para la expansión del sistema de generación 2004-2013 será de 1,123 MW (véase cuadro 18). El total de adiciones del SEN considerando las adiciones públicas y privadas ascienden a 26,141 MW para los próximos diez años (véase gráfica 20).

Cuadro 18  
Programa de adiciones de capacidad de generación, 2004-2013 (MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
<b>Total</b>	<b>2,229</b>	<b>1,463</b>	<b>2,395</b>	<b>1,834</b>	<b>918</b>	<b>2,552</b>	<b>2,602</b>	<b>4,315</b>	<b>3,132</b>	<b>4,701</b>	<b>26,141</b>
Servicio Público	1,769	1,433	2,376	1,834	918	2,037	2,502	4,315	3,132	4,701	25,018
Construcción y comprometidas	1,769	1,433	2,275	1,834							7,311
Capacidad adicional			101		918	2,037	2,502	4,315	3,132	4,701	17,707
Autoabastecimiento y cogeneración	460	30	19			515	100				1,123

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Gráfica 20  
Sistema Eléctrico Nacional: programa de expansión 2004-2013  
(MW)



1/ Considera únicamente autoabastecimiento remoto  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

#### 4.3.2.1 Capacidad comprometida o en construcción

La capacidad en construcción o comprometida para los siguientes años asciende a 7,311 MW. Las centrales de ciclo combinado representan un 70.4% de las plantas en proceso (incluyendo las centrales en conversión) para los siguientes años considerados (véase cuadro 19). Uno de los principales proyectos es el Manuel Moreno Torres segunda etapa, el cual contribuirá con 936 MW en los próximos dos años. Asimismo, el proyecto adjudicado con mayor capacidad es Altamira V con una capacidad de 1,155 MW, mismo que entrará en servicio en 2006.

La modalidad de licitación con mayor participación en la planeación de capacidad comprometida o en proceso de construcción es la de PIDIREGAS<sup>6</sup>, los cuales registran el 65.6% de aportación en capacidad, mientras que la de obra pública financiada representa un 28.3% y el resto se financia con recursos propios.

<sup>6</sup> Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo

**Cuadro 19**  
Proyectos de generación en proceso de construcción o comprometidos

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Fecha del concurso	Modalidad de licitación	Capacidad bruta (MW)					
					2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Total anual</b>					<b>1,768</b>	<b>1,433</b>	<b>2,275</b>	<b>1,835</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Acumulado</b>					<b>1,768</b>	<b>3,202</b>	<b>5,477</b>	<b>7,311</b>	<b>7,311</b>	<b>7,311</b>
<b>En proceso de construcción</b>										
Manuel Moreno Torres	Chiapas	HID	2000	OPF	624	312				
2da. etapa U's 6, 7 y 8										
Río Bravo III	Tamaulipas	CC	2000	PIE	512					
La Laguna II	Durango	CC	2001	PIE		514				
Baja California Sur I	Baja California Sur	CD	2002	OPF	43					
Río Bravo IV	Tamaulipas	CC	2001	PIE		518				
TG Tuxpan	Veracruz	TG	2002	RP	167					
Gro. Negro II	Baja California Sur	CD	2002	CAT	10					
El Cajón	Nayarit	HID	2002	OPF				750		
Presa Reguladora Amata <sup>1/</sup>	Sinaloa	HID	2002	OPF						
Hermosillo Conversión TG/CC	Sonora	CC	2002	OPF		90				
TG San Lorenzo	Puebla	TG	2002	RP	271					
El Sauz Conversión TG/CC	Querétaro	CC	2001	OPF	142					
<b>Subtotal</b>					<b>1,768</b>	<b>1,433</b>		<b>750</b>		
<b>Adjudicados</b>										
Altamira V	Tamaulipas	CC	2002	PIE			1,155			
Tuxpan V	Veracruz	CC	2002	PIE			512			
Valladolid III	Yucatán	CC	2002	PIE			540			
Conversión El Encino de TG/CC	Chihuahua	CC	2003	OPF			67			
<b>Subtotal</b>							<b>2,275</b>			
<b>En proceso de licitación</b>										
Tamazunchale	San Luis Potosí	CC	2003	PIE				1,046		
Baja California Sur II	Baja California	CD	2003	OPF				39		
<b>Subtotal</b>								<b>1,085</b>		

HID: Hidroeléctrica      CC: Ciclo combinado      CD: Combustión interna tipo diesel  
 GEO: Geotérmica TG: Turbogás      PIE: Productor independiente de energía      RP: recursos propios  
 CAT: Construir, arrendar, transferir      OPF: Obra pública financiada

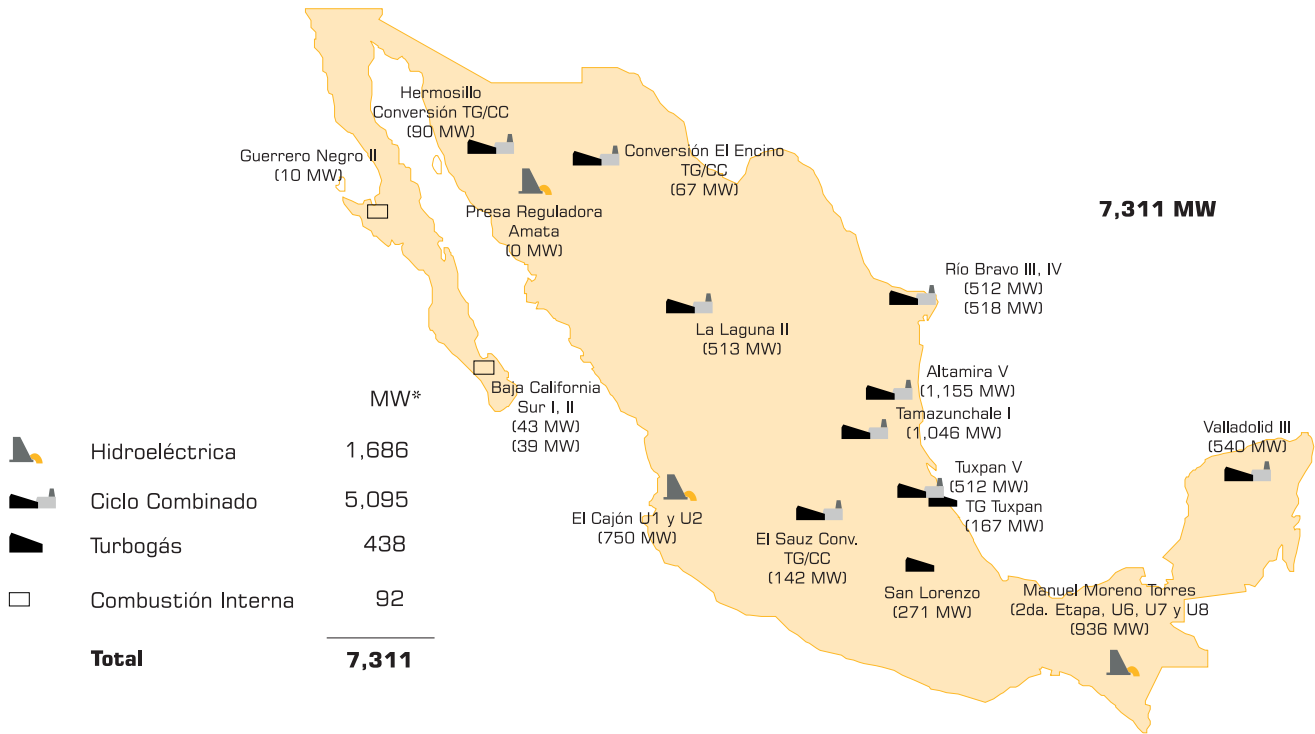
Notas: Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

<sup>1/</sup> La presa Reguladora Amata no agrega potencia para aumentar la energía aprovechable de la CH Comedero.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El mayor número de proyectos en proceso de construcción o comprometidos se encuentra a lo largo del Golfo de México para abastecer la zona norte y centro del país. Así, se tienen los proyectos de Río Bravo III y IV, Altamira V y Tuxpan V y TG Tuxpan, los cuales representan en conjunto el 39.2% de la capacidad comprometida. Todos estas centrales son modalidad de ciclo combinado con excepción de la TG Tuxpan (véase figura 7).

Figura 7  
Centrales en proceso de construcción o comprometidas\*



\*Las cifras están redondeadas, por lo que los totales podrían no coincidir exactamente.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

#### 4.3.2.2 Capacidad adicional no comprometida

La capacidad no comprometida se determina mediante los estudios de la expansión del sistema, los cuales son susceptibles de satisfacerse con inversión privada. Con ello se da oportunidad a otras opciones de generación que minimicen los costos de largo plazo, que se otorgue la mejor calidad y se proporcione una confiabilidad y continuidad óptima en el suministro eléctrico.

La estimación para esta capacidad para el plazo en análisis es de 17,707 MW, es decir, esta capacidad representa el 71% del programa de obras que se realizará durante los próximos años (véase cuadro 20).



**Cuadro 20**  
**Requerimientos de capacidad adicional no comprometida**  
**(proyectos con esquema financiero por definirse)**

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad bruta (MW)								
			2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total anual</b>			<b>0</b>	<b>101</b>	<b>0</b>	<b>918</b>	<b>2,037</b>	<b>2,502</b>	<b>4,315</b>	<b>3,132</b>	<b>4,701</b>
<b>Acumulado</b>			<b>0</b>	<b>101</b>	<b>101</b>	<b>1,019</b>	<b>3,056</b>	<b>5,559</b>	<b>9,874</b>	<b>13,006</b>	<b>17,707</b>
Baja California Sur III, IV, V	Baja California Sur	LIBRE						38		38	38
Río Bravo V y VI	Tamaulipas	LIBRE							550		512
Agua Prieta II	Sonora	CC					469				
Tamazunchale II	San Luis Potosí	LIBRE						1046			
Tamazunchale III	San Luis Potosí	LIBRE							523		
Noroeste	Sonora	LIBRE								469	
La Venta II, III, IV y V	Oaxaca	EOL		101				101	101		101
Carboeléctrica del Pacífico	Guerrero	CAR					700				
Pacífico I y II	Guerrero	LIBRE								700	700
Sta. Rosalía	Baja California Sur	CD							10		
Baja California (Mexicali II)	Baja California	CC				228					
Baja California II	Baja California	TG						255			
Baja California III	Sonora	LIBRE							253		
Baja California IV	Baja California	TG								255	
Baja California V	Baja California	LIBRE									250
Norte II (Torreón)	Coahuila	CC						440			
Norte III, IV y V	Chihuahua	CC							450		900
Norte (Samalayuca IV)	Chihuahua	CC				456					
La Parota U1, U2 y U3	Guerrero	HID							900		
Central (I y II) (Valle de México)	Edo. Mex.	CC						428	428		
Central (III y IV)	Querétaro	LIBRE								550	550
Occidental I, II, III y IV	Jalisco	CC							550	550	550
Presidente Juárez Conv. TG/CC	Baja California	CC							84		
Noreste (Monterrey)	Nuevo León	LIBRE								428	
Ampliación La Villita	Michoacán	HID									400
Repotenciación Infiernillo	Guerrero	HID									200
Oriental I y II	Veracruz	LIBRE									520
Peninsular	Campeche	LIBRE									550
San Lorenzo Conversión TG/CC	Puebla	CC				142					
Tuxpan Conversión TG/CC	Veracruz	CC				92					

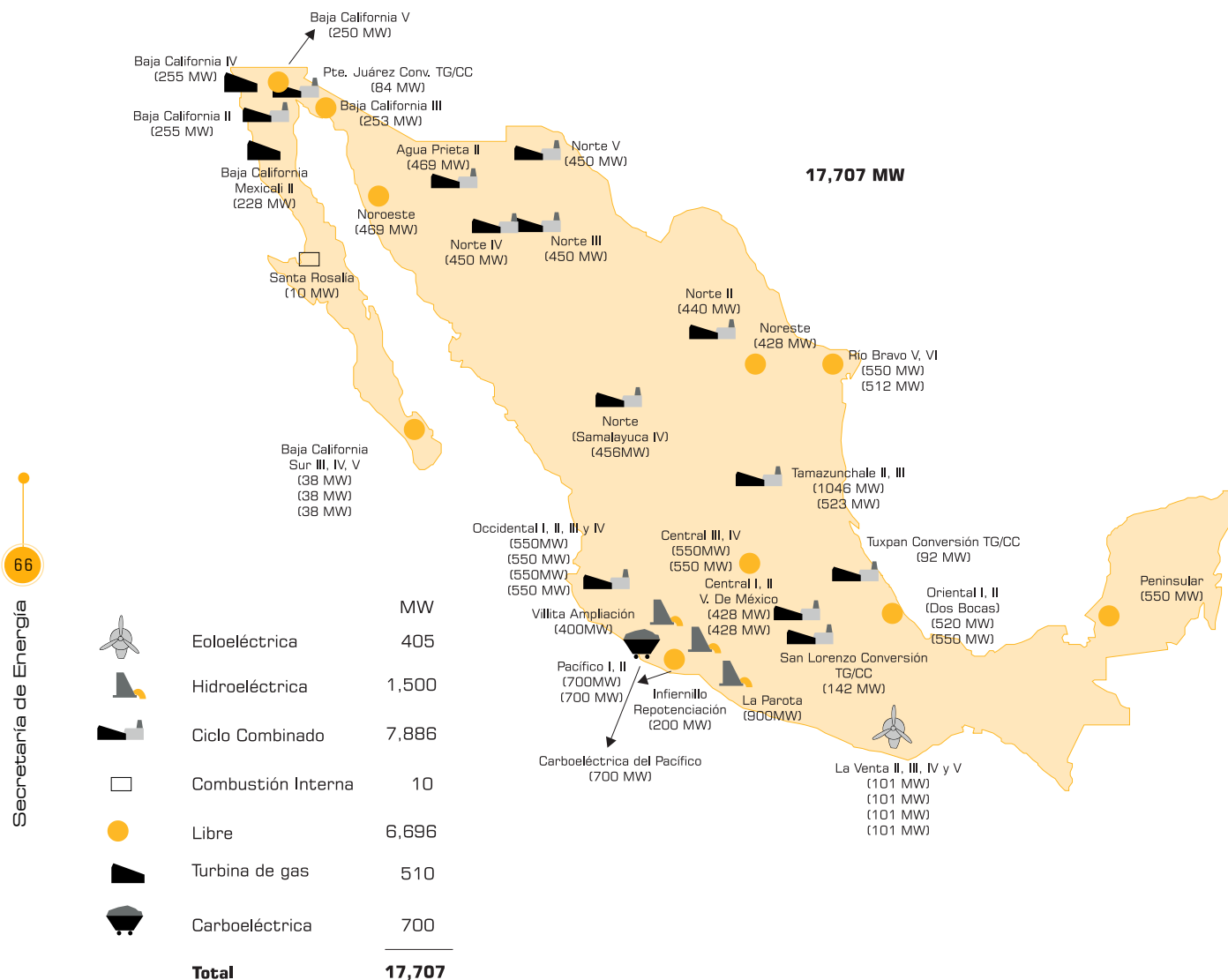
HID: Hidroeléctrica      CC: Ciclo combinado      CD: Combustión interna tipo diesel  
 GEO: Geotérmica      TG: Turbogás      Eol: Eólica  
 Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La ley prevé la posibilidad de que en relación con los requerimientos no comprometidos, los particulares puedan proponer una ubicación diferente a la programada y el tipo de tecnología a utilizar en los proyectos de generación<sup>7</sup>. Aún cuando esto involucre transmisión adicional para llegar al punto de interconexión previsto.

<sup>7</sup> El Artículo 125 del Reglamento de la LSPEE establece que las convocatorias y las bases de licitación, deberán plantearse en tal forma que permitan a todos y cada uno de los interesados expresar con flexibilidad el contenido de sus propuestas, respecto a la tecnología, combustible, diseño, ingeniería, construcción y ubicación de las instalaciones. Este ordenamiento también define que habrá casos en que, por razones justificadas, la Sener determine que en la convocatoria y en las bases de licitación se señalen especificaciones precisas en cuanto al tipo de combustible que se utilizará para la generación.

De acuerdo con el programa de capacidad no comprometida, el 44.5% se encuentra en la modalidad de ciclo combinado, mientras que el 37.8% de la modalidad no está definida (libre). Se contempla la instalación de 6,123 MW en la zona norte del país, la cual representa el 34.5% de la capacidad no comprometida total. En la zona del Pacífico se estima construir 32.8% de centrales, las cuales consideran diversos tipos de tecnología como hidroeléctricas, ciclo combinado y centrales eólicas (véase Figura 8).

Figura 8  
Requerimientos de capacidad adicional no comprometida  
(MW)



Nota: Las centrales de Baja California (Mexicali II), Carboeléctrica del Pacífico y La Venta II se encuentran en proceso de licitación.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

De acuerdo con los estudios de planeación, la expansión de costo mínimo se obtiene mediante una participación mayoritaria de proyectos de generación de la tecnología de ciclo combinado. Sin embargo, ante la posibilidad de que en el futuro se presente un incremento en el precio del gas o limitaciones en el suministro del energético, CFE estudia permanentemente otras posibilidades para la expansión del sistema de generación. Entre ellas destacan el carbón, gas natural licuado y gas de síntesis a partir de residuos de refinación, los cuales

podrían utilizarse como energético primario en centrales carboeléctricas y de ciclo combinado, respectivamente.

Por tal razón, CFE considera la conveniencia de analizar escenarios diversificados de expansión con la posibilidad de incluir centrales carboeléctricas, hidroeléctricas, geotermoelectricas, eoloeléctricas o nucleares.

#### 4.3.2.3 Programa de retiros de capacidad

El programa de expansión también considera los retiros acumulados de capacidad, los cuales se basan en costos de operación y en la vida útil de las unidades generadoras<sup>9</sup>. Se planea que para la próxima década se retiren 4,188 MW del servicio público.

El programa de retiros no es definitivo, es necesario considerar un análisis costo-beneficio de la problemática regional del momento, caso por caso, que permita elegir la decisión más favorable para cada unidad. Las opciones son: conservar la unidad como reserva, rehabilitarla o modernizarla, o retirarla del servicio.

Se estima que a finales de 2013 se alcance una capacidad total en el SEN de 65,383 MW. Se planea que los mayores retiros de capacidad serán en los años 2009, 2011 y 2013 (véase cuadro 21).

#### 4.3.2.4 Capacidad adicional por región estadística

Se estima que la capacidad total en el SEN aumentará de 44,554 MW en 2003 a 65,383 MW en 2013, es decir, un incremento de 20,829 MW. La región Sureste continuará siendo la región con más capacidad de energía eléctrica, mientras que la región Centro representará el 8% en 2013. Las estimaciones para la región Centro-Occidente indican una mayor participación de capacidad debido a que en 2003

representaba el 14.6% y en 2013 se estima que registrará el 20.3% de la capacidad total nacional (véase cuadro 22).

Cabe señalar que una tendencia general en todas las regiones es la de una mayor participación de las centrales de ciclo combinado, mientras que las centrales operadas con combustóleo disminuirán notablemente su participación en la capacidad de generación.

##### • Noroeste

La región Noroeste en 2013 representará el 13.4% de la capacidad instalada total. Durante el periodo de análisis la capacidad se incrementará en 1,786 MW. Asimismo, la capacidad de retiro durante el periodo es de las más altas con 781 MW. La participación del combustóleo en 2003 es de 42% en esta región y se estima que en 2013 se ubique en 25%.

##### • Noreste

Se estima que la participación de la región Noreste respecto a su capacidad se ubique en 24.7% durante el periodo de análisis. Mientras que las centrales de ciclo combinado en 2003 representaron el 43.8% en la región, se calcula que en 2013 aporten el 61.8% de la capacidad instalada. Existen tres grandes proyectos en esta zona que son Altamira V con 1,155 MW, Río Bravo III y IV con 512 y 518 MW respectivamente, y La Laguna II con 513 MW. En contrapartida, las

Cuadro 21  
Evolución esperada de la capacidad instalada del servicio público, 2004-2013  
(MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Capacidad a diciembre de cada año</b>	<b>46,319</b>	<b>47,712</b>	<b>49,748</b>	<b>51,328</b>	<b>51,848</b>	<b>53,213</b>	<b>55,373</b>	<b>58,916</b>	<b>61,564</b>	<b>65,383</b>
Capacidad 2003	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554	44,554
Adiciones acumuladas	1,768	3,202	5,578	7,412	8,330	10,367	12,869	17,184	20,316	25,018
Retiros acumulados	3	43	384	638	1,036	1,708	2,050	2,822	3,306	4,188

Nota: No incluye autoabastecimiento local ni remoto  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

<sup>9</sup> La vida útil considerada de una termoeléctrica convencional es de 30 años y la de una unidad de turbogás es de 25 años.

centrales de tipo carboeléctrica y combustóleo disminuyen su participación, al pasar de 23% y 25%, respectivamente en 2003, a 16% y 7%, respectivamente en 2013. Esto debido a que el 95% de los retiros es por parte de centrales que operan con combustóleo.

#### • Centro-Occidente

La región que presentará un mayor crecimiento en su capacidad instalada será la Centro-Occidente al pasar de 6,606 MW en 2003 a 13,246 MW en 2013. Este incremento se explica por los proyectos de Tamazunchale I, II y III y Occidental I y II, los cuales en conjunto suman 3,715 MW, considerados como centrales de ciclo combinado. Con ello la participación en la región de la modalidad ciclo combinado aumentará de 12% en 2003 a 43% en 2013.

#### • Centro

La capacidad instalada en la región Centro alcanzará en 2013 una participación del 8% en el total nacional. La capacidad adicional suma en todo el periodo 895 MW. Los proyectos que destacan durante el periodo analizado son La Central I y II (Valle de México), las cuales representan el 68% de la capacidad adicional de la región. Cabe señalar que estos proyectos están considerados bajo la modalidad de ciclo combinado.

A fin de fortalecer la región Centro, LFC cuenta con un estudio de factibilidad para la instalación de centrales de ciclo combinado en la región de Toluca, Zumpango y Beristain. Adicionalmente, se estudia la repotenciación de las centrales termoeléctrica Jorge Luque, hidroeléctricas de Necaxa, Tepexic y Patla, así como de las unidades turbogás de Nonoalco y Lechería

#### • Sur-Sureste

La zona Sur-Sureste aumentará su capacidad en 7,473 MW, el nivel más alto con respecto a los demás estados. Esta zona es de gran trascendencia debido a que actualmente contribuye con el 35% de la capacidad total y se estima que en 2013 conserve esta misma participación. Esta zona presenta la mayor diversidad de tipo de tecnologías al considerar incrementos en las modalidades de hidroeléctrica, ciclo combinado, eólica y carboeléctrica. Hay grandes proyectos considerados para esta zona como: La Parota (3 unidades) con 900 MW, Pacífico I y II con 1,400 MW bajo la modalidad de tecnología libre.

#### 4.3.2.5 Tecnologías de generación en la expansión

El SEN requiere de una combinación óptima de recursos para un eficiente suministro de energía eléctrica. De acuerdo a este criterio, se contempla la diversidad de tecnologías que permitan satisfacer la demanda a un costo mínimo, con el nivel de confiabilidad requerido, a fin de satisfacer los lineamientos de política energética nacional (establecidos en el Programa Sectorial de Energía 2001-2006) al igual que la normatividad ambiental.

Los estudios de planeación indican que la estrategia de expansión que minimiza los costos considera una participación mayoritaria de proyectos de ciclo combinado (52%), a diferencia de las prospectivas pasadas en donde la tecnología que predominaba era de modalidad tipo libre. Esta última representa el 27% de participación para los próximos años. Cabe señalar que la participación de la capacidad hidroeléctrica y eólica aumentó respecto al programa del año anterior al representar el 12.7% y 1.6% de la capacidad total (véase cuadro 23).

Por lo anterior, CFE siempre ha considerado conveniente analizar escenarios diversificados de expansión de la generación. Las ventajas más importantes de una estrategia de diversificación son: i) mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios, ii) eliminación del riesgo ante un proveedor único del combustible de importación, como es el caso del gas natural, iii) disminución de la contaminación atmosférica, en su caso mediante el uso de fuentes renovables.

Una alternativa para el abastecimiento de gas natural consiste en la instalación de terminales de gas natural licuado en las costas del Golfo de México y del Pacífico, con posibilidad de suministro a la red nacional de gasoductos. Por ello se ha comenzado a estudiar el emplazamiento de equipos de generación a base de gas natural licuado en puntos extremos de la red nacional de gasoductos, y con posibilidad de una cercanía al centro de consumo. A esto se suman los beneficios ambientales que permiten la utilización del gas natural.

Cuadro 22  
Evolución de la capacidad instalada por tecnología y región estadística, 2003-2013  
(MW)

Tipo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	<b>44,554</b>	<b>46,319</b>	<b>47,712</b>	<b>49,748</b>	<b>51,328</b>	<b>51,848</b>	<b>53,213</b>	<b>55,373</b>	<b>58,916</b>	<b>61,564</b>	<b>65,383</b>
<b>Noroeste Subtotal</b>	<b>6,952</b>	<b>7,001</b>	<b>7,051</b>	<b>7,023</b>	<b>6,982</b>	<b>7,210</b>	<b>7,521</b>	<b>7,898</b>	<b>8,004</b>	<b>8,766</b>	<b>8,738</b>
Hidráulica	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941
Ciclo combinado	1,481	1,481	1,571	1,571	1,571	1,799	2,268	2,352	2,352	2,352	2,352
Turbogás	768	768	768	740	740	740	740	995	995	1,250	1,250
Combustión interna	137	186	186	186	215	215	207	207	210	210	210
Eólica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Libre	0	0	0	0	0	0	0	38	291	798	836
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
Combustóleo	2,895	2,895	2,855	2,855	2,785	2,785	2,635	2,635	2,485	2,485	2,169
Geotérmica	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730	730
<b>Noreste Subtotal</b>	<b>11,308</b>	<b>11,819</b>	<b>12,851</b>	<b>13,809</b>	<b>13,635</b>	<b>13,992</b>	<b>14,068</b>	<b>13,843</b>	<b>15,031</b>	<b>14,715</b>	<b>16,127</b>
Hidráulica	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
Ciclo combinado	4,954	5,466	6,497	7,720	7,720	8,176	8,616	8,616	9,066	9,066	9,966
Turbogás	839	839	839	839	815	815	751	751	751	751	751
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	978	978	1,490
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Combustóleo	2,789	2,789	2,789	2,525	2,375	2,276	1,976	1,751	1,511	1,195	1,195
<b>Centro-Occidente Subtotal</b>	<b>6,606</b>	<b>6,747</b>	<b>6,747</b>	<b>6,747</b>	<b>8,543</b>	<b>8,543</b>	<b>8,543</b>	<b>10,139</b>	<b>11,762</b>	<b>12,712</b>	<b>13,246</b>
Hidráulica	1,881	1,881	1,881	1,881	2,630	2,630	2,630	2,630	2,630	3,030	3,030
Ciclo combinado	793	935	935	935	1,981	1,981	1,981	3,577	4,650	5,200	5,750
Turbogás	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Combustión interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550	1,100
Combustóleo	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	2,900
Geotérmica	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190
<b>Centro Subtotal</b>	<b>4,311</b>	<b>4,582</b>	<b>4,582</b>	<b>4,582</b>	<b>4,582</b>	<b>4,500</b>	<b>4,778</b>	<b>5,206</b>	<b>5,206</b>	<b>5,206</b>	<b>5,206</b>
Hidráulica	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684	684
Ciclo combinado	489	489	489	489	489	631	1,059	1,487	1,487	1,487	1,487
Turbogás	623	894	894	894	894	894	894	894	894	894	894
Combustóleo	2,474	2,474	2,474	2,474	2,474	2,250	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Geotérmica	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
<b>Sur-Sureste Subtotal</b>	<b>15,376</b>	<b>16,167</b>	<b>16,479</b>	<b>17,583</b>	<b>17,583</b>	<b>17,600</b>	<b>18,300</b>	<b>18,285</b>	<b>18,910</b>	<b>20,162</b>	<b>22,064</b>
Hidráulica	5,976	6,600	6,912	6,912	6,912	6,912	6,912	6,912	7,812	8,012	8,012
Ciclo combinado	2,886	2,886	2,886	3,939	3,939	4,031	4,031	4,031	3,805	3,805	3,805
Turbogás	385	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
Combustión interna	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100
Eólica	2	2	2	103	103	103	103	204	306	306	407
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,220	3,020
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700
Combustóleo	2,659	2,659	2,659	2,610	2,610	2,535	2,535	2,418	2,268	2,100	2,100
Núcleo eléctrica	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365
<b>Plantas móviles</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>

Nota: Debido al redondeo de cifras los totales pudieran no corresponder exactamente.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 23  
Capacidad adicional por tecnología 2004-2013\*  
(MW)

Tecnología	Comprometida (MW)	No comprometida (MW)	Total (MW)	Participación porcentual
<b>Total ***</b>	<b>7,311</b>	<b>17,707</b>	<b>25,018</b>	<b>100</b>
Ciclo combinado	5,095	7,886	12,981	51.9
Turbina de vapor	0	0	0	0.0
Hidroeléctrica	1,686	1,500	3,186	12.7
Combustóleo	0	0	0	0.0
Carbón	0	700	700	2.8
Geotermia	0	0	0	0.0
Nuclear	0	0	0	0.0
Turbogás	438	510	948	3.8
Combustión interna	92	10	102	0.4
Eólica	0	404	404	1.6
Libre **	0	6,696	6,696	26.8

\* No incluye autoabastecimiento local ni remoto

\*\* De acuerdo con el artículo 127 del Reglamento de la Ley de servicio Público de Energía Eléctrica, las convocatorias permitirán a los participantes confirmar o proponer la tecnología y el combustible por utilizar en la central generadora.

\*\*\* Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

### 4.3.3 Importación y exportación de energía eléctrica

Las estimaciones de las exportaciones e importaciones de energía eléctrica consideran los compromisos actuales en el corto y largo plazo, así como los estudios realizados por CFE.

Los sistemas eléctricos se desarrollaron para suministrar sus propias cargas y no para realizar transacciones de energía de magnitud importante, con excepción de los enlaces de Baja California con el estado de California en los EUA.

#### • Importación

En Baja California se tienen convenios de asistencia en emergencia con el operador del mercado de California. En 2003 se realizaron transacciones hasta por 700 MW, en especial en el periodo mayo-agosto.

En las áreas Noreste, Norte y Noroeste se importó energía por un total de 26.0 GWh a septiembre de 2003.

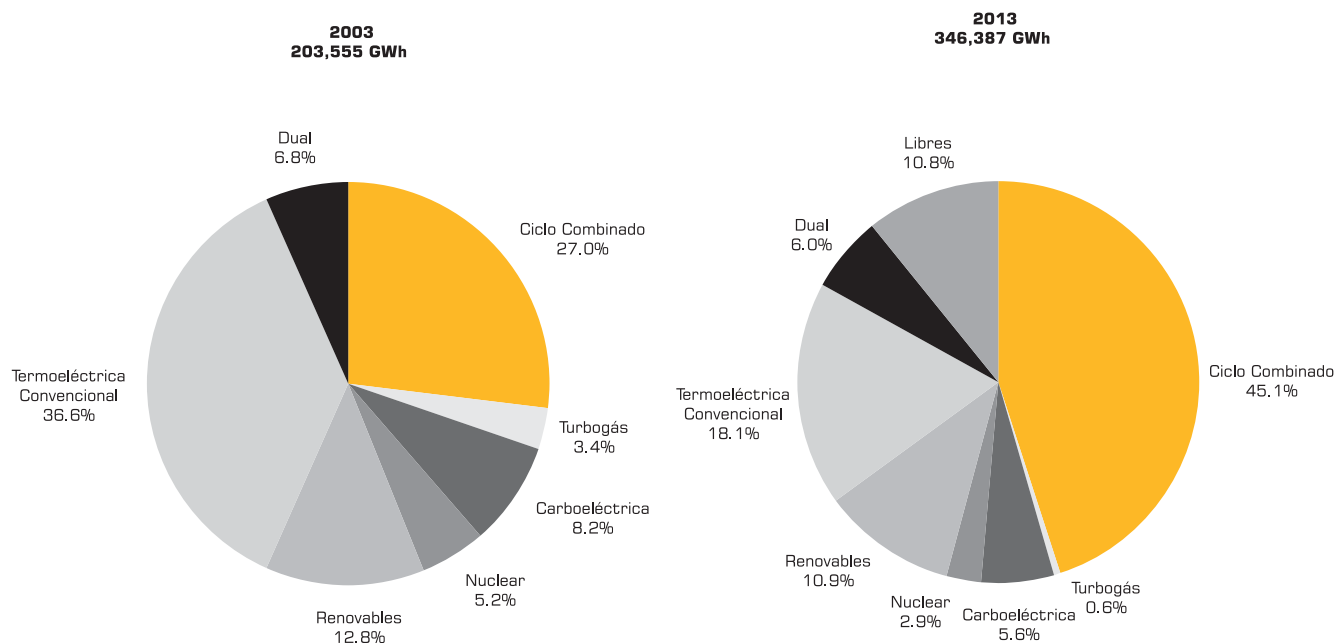
#### • Exportación

Le energía exportada a Belice fue de 41 MW de capacidad firme durante 2003 mediante el convenio entre CFE y la compañía de suministro eléctrico de Belice. Se han realizado estudios de factibilidad para llevar a cabo operaciones de exportación con Guatemala y otros países centroamericanos.

### 4.3.4 Evolución del sistema de generación 2004-2013

La generación bruta del servicio público en 2003 fue de 203.6 TWh y se estima que para el año 2013 la generación bruta ascienda a 346.4 TWh, esto se traduce en un crecimiento anual de 5.4% (véase gráfica 21).

Gráfica 21  
 SEN: pronóstico de la generación bruta  
 Por tipo de tecnología, 2003-2013



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Se estima que la participación de las plantas que utilizan la tecnología de ciclo combinado aumente su participación en 18 puntos porcentuales, es decir, se ubique en 45.1% en 2013. Esto se debe a las características de la planeación del sector eléctrico referentes a la diversificación energética, en donde se han incluido centrales de tecnología libre, hidroeléctricas (El Cajón, La Parota, repotenciación Infernillo y ampliación la Villita) y la Carboeléctrica del Pacífico. De esta manera, se estima que el concepto de tecnología libre represente para el año 2013 el 10.8% (más detalle consultar el anexo 2, tabla 5).

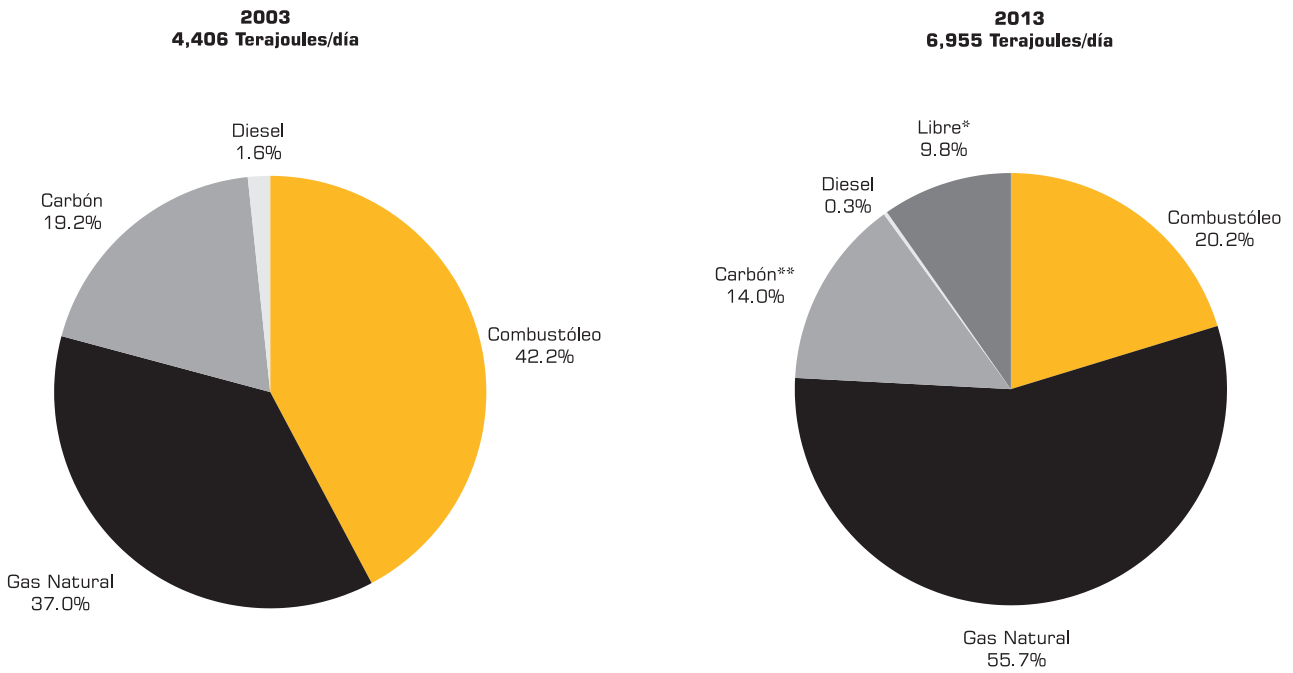
#### 4.3.5 Consumo de combustibles en la generación eléctrica

El pronóstico del consumo de combustibles fósiles para generar electricidad considera la normatividad ambiental vigente, la oferta de los combustibles y la evolución esperada de sus precios relativos.

En el 2003 se consumieron para la generación de electricidad, 44.7 mil m<sup>3</sup>/diarios de combustóleo, 2 mil m<sup>3</sup>/diarios de diesel, 45.3 millones de m<sup>3</sup>/diarios de gas natural, y 13.9 millones de toneladas de carbón ( véase gráfica 22).

Las estimaciones para el año 2013 indican que la generación de energía eléctrica recurrirá menos al combustóleo, y, en cambio, utilizará en mayor medida el gas natural como combustible. Ello con el fin de cumplir con la normatividad ambiental, al incrementar la capacidad instalada a partir de ciclos combinados con base en gas natural. De acuerdo a lo anterior, se espera que la participación del gas natural y carbón en la generación de energía eléctrica aumenten a 55.7% y 14%, respectivamente en 2013.

Gráfica 22  
 Servicio Público: evolución esperada del consumo de combustibles  
 fósiles para la generación de energía eléctrica



Combustóleo	44,705.3 m <sup>3</sup> /día	33,752.8 m <sup>3</sup> /día
Gas natural*	45.3 mm de m <sup>3</sup> /día	121.4 mm de m <sup>3</sup> /día
Carbón**	13.9 mm ton/año	17.6 mm de ton/año
Diesel	1998.6 m <sup>3</sup> /día	551.0 m <sup>3</sup> /día

\* 18.6 millones de m<sup>3</sup>/día corresponden al consumo de la generación tipo libre.

\*\* Considera que 100% de la energía generada en las centrales de Petacalco y Carboeléctrica del Pacífico se produce con carbón.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Se espera también que la tasa media de crecimiento anual para el combustóleo y el diesel durante los próximos diez años será de -2.8% y -12.1%, respectivamente. En contraste, se estima que las tasas de crecimiento del gas natural y del carbón muestren una tendencia ascendente y sean del orden del 10.4% y 2.4% en cada caso (véase cuadro 24).

Algunos de los beneficios al utilizar la tecnología de ciclo combinado a base de gas natural son los siguientes: es un combustible limpio al ambiente, presenta características atractivas en cuanto a costo de inversión, plazos de construcción cortos y eficiencia térmica elevada.



Cuadro 24

SEN: pronóstico del consumo de combustibles para la generación de electricidad, 2004-2013

	Unidades	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca % 2004-2013
Combustóleo	m <sup>3</sup> /día	40,561.3	42,863.6	39,808.7	38,507.6	38,098.7	39,328.6	39,415.3	37,132.0	35,256.5	33,752.8	-2.8
Gas natural	mm m <sup>3</sup> /día	48.5	49.4	55.3	62.3	70.2	74.1	82.8	93.4	104.4	121.4	10.4
Diesel	m <sup>3</sup> /día	483.7	359.5	392.2	359.2	400.6	483.1	477.9	508.3	563.9	551.0	-12.1
Carbón	mm ton/año	14.7	15.2	15.3	15.7	15.9	16.9	17.2	17.6	17.7	17.6	2.4

tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

#### 4.4 Autoabastecimiento y cogeneración

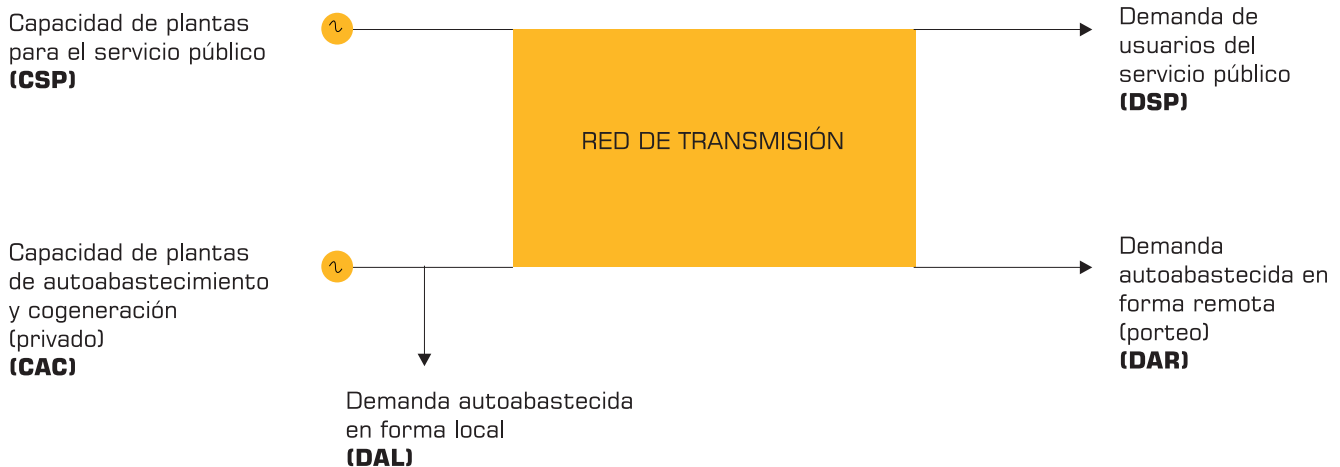
La participación de las plantas privadas de autoabastecimiento y cogeneración ha tenido poca influencia en la planeación y operación del SEN. Esto debido a:

- Los esquemas de compra-venta de energía excedente no implican que en el largo plazo los organismos como CFE o LFC estén obligados a comprar la energía eléctrica a los autoabastecedores.

- La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica no permite la compraventa de electricidad entre particulares. Ello provoca que los autoabastecedores y cogeneradores no puedan comercializar libremente sus excedentes de energía eléctrica.

La siguiente figura muestra los elementos considerados en la planeación del SEN, entre ellos, los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. Se estimó caso por caso el valor de la demanda máxima anual de la carga local y de las cargas remotas con objeto de reflejar el impacto en la expansión del SEN.

Figura 9  
Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Por el lado de la oferta se consideró la capacidad de las plantas destinadas al servicio público (CSP) y la de autoabastecimiento y cogeneración (privadas) (CAC). Por otro lado, en la demanda se incluyeron los requisitos de los usuarios del servicio público, así como la demanda de los autoabastecedores y cogeneradores con los componentes siguientes:

- Demanda remota (DAR): corresponde a las cargas ubicadas en sitios alejados de la central generadora y las cuales son alimentadas mediante la red de transmisión del servicio público.
- Demanda local (DAL): corresponde a la carga que se encuentra ubicada en el mismo sitio de la central generadora.

La capacidad adicional de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración se ha visto incrementada en 2004 principalmente por los proyectos de la Termoeléctrica del Golfo y la Termoeléctrica Peñoles, las cuales son las primeras plantas de generación eléctrica en el país en utilizar el coque de petróleo como combustible (véase cuadro 25).

Los proyectos de cogeneración de Pemex modifican sustancialmente la capacidad instalada de generación futura a partir del año 2009, con la entrada en operación de Tula, Salamanca y Minatitlán, y un año después la planta de Madero. Se ha considerado el uso de residuos de vacío como combustible de generación en las centrales relacionadas con las refinerías de Pemex. No obstante, se continúa con el análisis respecto a la tecnología más apropiada para estos proyectos.

Asimismo, los cuatro proyectos asociados a instalaciones de Pemex están siendo revisados ya que su realización depende de la disposición de recursos financieros. Además, el actual marco legal no facilita la compra de excedentes de energía eléctrica mayores a 20 MW, los cuales generaría Pemex a partir de 2009.

Se revisó el caso de la central de Nuevo Pemex y el proyecto fue postpuesto en virtud de que se considera conveniente emplear otros combustibles alternos en lugar de gas natural.

La ubicación geográfica de las nuevas plantas de autoabastecimiento y cogeneración, al igual que sus cargas locales y remotas, tiene un efecto importante en el margen de reserva del sistema y en la expansión de la red de transmisión (véase figura 10).

Cuadro 25  
Capacidad adicional de proyectos de autoabastecimiento y cogeneración,\* 2003-2013  
(MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	<b>1,164</b>	<b>1,624</b>	<b>1,654</b>	<b>1,673</b>	<b>1,673</b>	<b>1,673</b>	<b>1,965</b>	<b>2,065</b>	<b>2,065</b>	<b>2,065</b>	<b>2,065</b>
Pemex	222	222	222	222	222	222	0	0	0	0	0
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Enertek	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
Pegi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Micase	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Energía y Agua Pura de Cozumel	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Iberdrola Energía Monterrey	474	474	474	474	474	474	474	474	474	474	474
Energía Azteca VIII	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87	87
Tractebel (ENRON)	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
Bioenergía de Nuevo León	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Termoeléctrica del Golfo		230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Termoeléctrica Peñoles		230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
Tratimex			30	30	30	30	30	30	30	30	30
Proveedora de Electricidad de Occidente				19	19	19	19	19	19	19	19
Pemex Tula							170	170	170	170	170
Pemex Salamanca							170	170	170	170	170
Pemex Minatitlán							175	175	175	175	175
Pemex Madero								100	100	100	100

\* Considera sólo autoabastecimiento remoto  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Figura 10  
Capacidad adicional de autoabastecimiento y cogeneración 2004-2013  
1,123 MW



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La capacidad total de autoabastecimiento y cogeneración para el año 2013 será de 6,383.2 MW (véase cuadro 26).

Cuadro 26  
Evolución de la capacidad de autoabastecimiento y cogeneración,\* 2003-2013  
(MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	<b>5,118</b>	<b>5,512</b>	<b>5,587</b>	<b>5,606</b>	<b>5,606</b>	<b>5,606</b>	<b>6,152</b>	<b>6,383</b>	<b>6,383</b>	<b>6,383</b>	<b>6,383</b>
Proyectos Existentes (sin Pemex)	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436	1,436
Pemex	2,271	2,271	2,271	2,271	2,271	2,271	1,767	1,648	1,648	1,648	1,648
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Enertek	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Pegi	177	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Micase	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Energía y Agua Pura de Cozumel	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Iberdrola Energía Monterrey	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619	619
Energía Azteca VIII	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Tractebel (Enron)	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284	284
Bioenergía de Nuevo León	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Termoelectrica del Golfo		250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Termoelectrica Peñoles		260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
Trigen Altamira		28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
Cummins		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Nestlé		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Centro de Proceso AKAL - L		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Centro de Proceso AKAL - G		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tratimex			75	75	75	75	75	75	75	75	75
Proveedor de Electricidad de Occidente				19	19	19	19	19	19	19	19
Pemex Tula							350	350	350	350	350
Pemex Salamanca							350	350	350	350	350
Pemex Minatitlán							350	350	350	350	350
Pemex Madero								350	350	350	350

\*No incluye PIE, considera autoabastecimiento local, remoto, usos propios y excedentes.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En 2003, Iberdrola Energía Monterrey aumentó su capacidad en 334.3 MW. Asimismo, en 2004 entraron dos nuevos proyectos de capacidad importante como son la Termoeléctrica del Golfo y Termoeléctrica Peñoles, los cuales añadieron al sistema 510 MW. Estos grandes proyectos señalan una participación más dinámica por parte de los generadores privados en el sector eléctrico.

Los cuatro proyectos de Pemex aportarán una capacidad de 1,400 MW, con lo cual, hacia 2013 representarán el 22% de la capacidad total.

Se estima que la capacidad de generación de autoabastecimiento y cogeneración ascenderá a 32,831 MW para el año 2013. Los proyectos que aportarán más energía al total, son los proyectos de Pemex, y los proyectos de Iberdrola y Tractebel (véase cuadro 27).

El establecimiento de sociedades de autoabastecimiento de energía eléctrica entre empresas generadoras y consumidoras del sector privado (Iberdrola Energía Monterrey (PEGI), Termoeléctrica del Golfo y Termoeléctrica Peñoles) permiten aprovechar los excedentes de energía térmica o de vapor, provenientes de sus industrias. Para dar viabilidad a estos proyectos, es posible utilizar la infraestructura de transmisión existente mediante el pago del costo del servicio de transmisión.

#### 4.5 Evolución esperada de la red nacional de transmisión

Las adiciones de capacidad de transmisión necesarias para abastecer la demanda esperada a costo mínimo se determinan con base en los siguientes criterios:

Cuadro 27  
Evolución de la energía generada de autoabastecimiento y cogeneración,\* 2003-2013  
(GWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	<b>21,608.8</b>	<b>27,469.6</b>	<b>26,995.6</b>	<b>27,251.6</b>	<b>27,839.2</b>	<b>28,168.2</b>	<b>30,224.4</b>	<b>32,831.0</b>	<b>32,831.0</b>	<b>32,831.0</b>	<b>32,831.0</b>
Proyectos											
Existentes											
(sin Pemex)	3,712	4,068	4,068	4,068	4,068	4,068	4,069	4,069	4,069	4,069	4,069
Pemex	8,040	9,527	9,716	9,896	10,484	10,813	5,050	5,049	5,049	5,049	5,049
Arancia	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
Enertek	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Pegi	1,190	1,190	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Micase	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Energía y Agua											
Pura de Cozumel	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
Iberdrola											
Energía Monterrey	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153	4,153
Energía Azteca VIII	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969
Tractebel (Enron)	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265	2,265
Bioenergía de Nuevo León	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Termoeléctrica del Golfo		1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750
Termoeléctrica Peñoles		1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850	1,850
Trigen Altamira		212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Cummins		3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Nestlé		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Centro de											
Proceso AKAL - L		170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Centro de											
Proceso AKAL - G		13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Tratimex			526	526	526	526	526	526	526	526	526
Proveedora de											
Electricidad de Occidente				76	76	76	76	76	76	76	76
Pemex Tula							2,606	2,606	2,606	2,606	2,606
Pemex Salamanca							2,606	2,606	2,606	2,606	2,606
Pemex Minatitlán							2,606	2,606	2,606	2,606	2,606
Pemex Madero								2,606	2,606	2,606	2,606

\*No incluye PIE, considera autoabastecimiento local, remoto, usos propios y excedentes.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

- Seguridad.- posibilidad de mantener operando en sincronismo las unidades generadoras, inmediatamente después de una contingencia crítica de generación o transmisión.

- Calidad.- posibilidad de mantener el voltaje y la frecuencia dentro de los rangos aceptables.

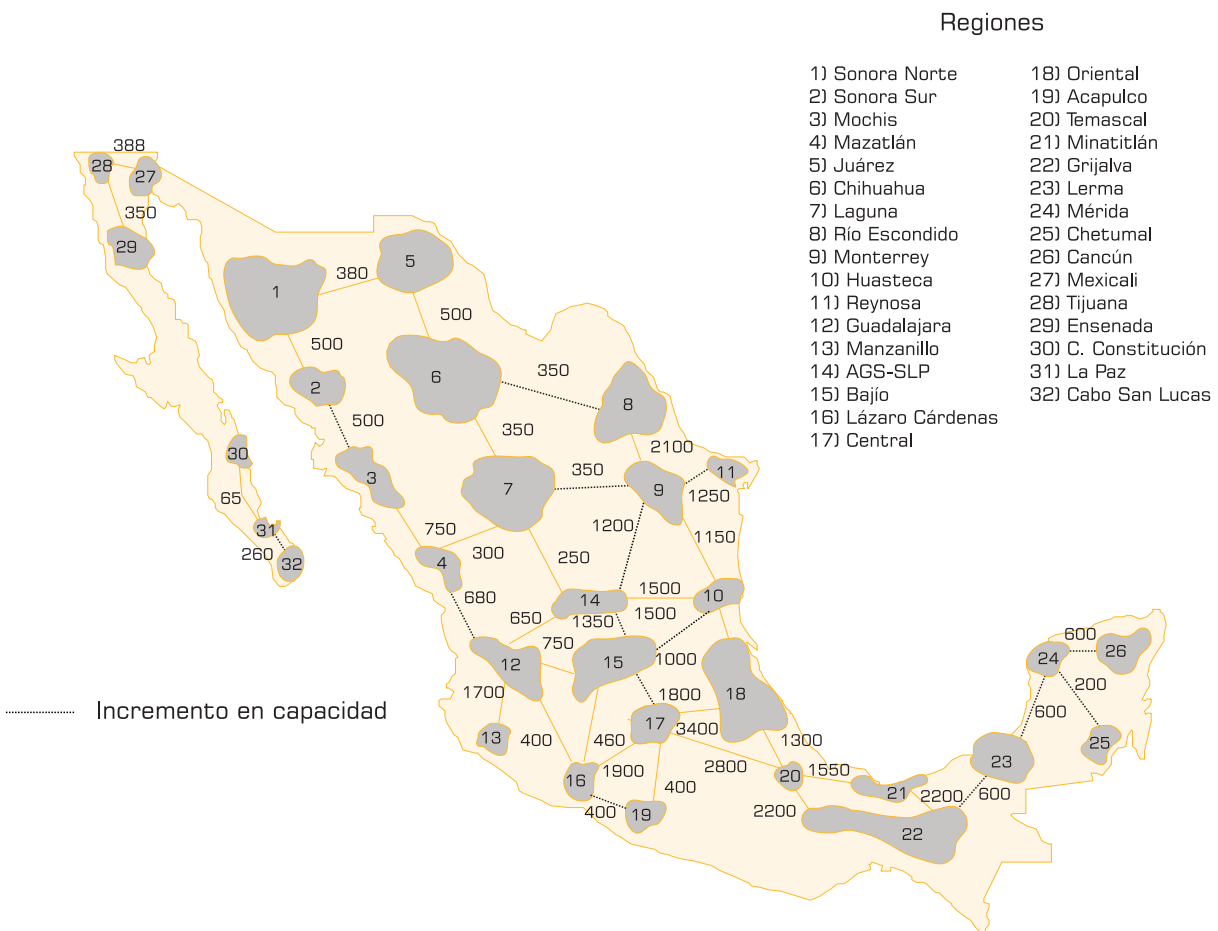
- Confiabilidad.- reducción del riesgo esperado de la energía que no es posible suministrar debido a posibles fallas de los elementos del sistema.

- Economía.- reducción de los costos de operación del sistema eléctrico.

La red de transmisión se evalúa a través de modelos probabilísticos y determinísticos que permiten calcular costos de producción y parámetros del comportamiento eléctrico de la red. Asimismo, analizan el comportamiento del sistema en diversos estados de la carga y disponibilidad de los equipos de generación y transmisión.

A partir de estos estudios se diseñó un programa para el periodo 2004-2008 en donde se estimó la incorporación al sistema de 15,483 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 69 kV a 400 kV y 28,412 MVA en subestaciones reductoras (véase figura 11).

Figura 11  
SEN: capacidad de transmisión entre regiones en 2008  
(MW)



Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El programa de la red de transmisión para el periodo 2009-2013 se estima con menor precisión dada la posibilidad de cambios relativos en el crecimiento de la demanda regional y de ajustes en la ubicación de las centrales.

En los siguientes dos cuadros se presentan las principales obras de transmisión y transformación para el periodo 2004-2008. En ellos, se muestra la capacidad de transmisión y la potencia transmitida a través de los enlaces entre las regiones del SEN bajo condiciones de demanda máxima del sistema.

Cuadro 28  
SEN: Expansión de la capacidad de transmisión 2004-2008  
(MW)

Enlace		Nivel de tensión KV	2004 Capacidad inicial (MW)	Aumento de capacidad (MW)	2008 Capacidad total (MW)
Región	Región				
Sonora Norte	Sonora Sur	230	500		500
Sonora Norte	Juárez	400	380		380
Sonora Sur	Mochis	400,230	220	280	500
Mazatlán	Mochis	400,230	750		750
Mazatlán	Laguna	400,230	300		300
Mazatlán	Guadalajara	400	320	360	680
Río Escondido	Nuevo Laredo	400,230	330	70	400
Río Escondido	Chihuahua	400	225	125	350
Río Escondido	Monterrey	400,230	2100		2100
Monterrey	Reynosa	400,230	1000	250	1250
Monterrey	Huasteca	400	1150		1150
Monterrey	Ag. - SLP.	400	1000	200	1200
Huasteca	Oriental	400	1000		1000
Huasteca	Ag. - SLP.	400	1500		1500
Huasteca	Bajío	400		1500	1500
Mexicali	Tijuana	230	388		388
Tijuana	Ensenada	230	350		350
C. Constitución	La Paz	138	65		65
La Paz	Cabo San Lucas	230,230,115	110	150	260
Manzanillo	Guadalajara	400,230	1700		1700
Guadalajara	Ag. - SLP.	400	650		650
Guadalajara	Bajío	400,230	750		750
Bajío	Ag. - SLP.	230,400	850	500	1350
Lázaro Cárdenas	Bajío	400	460		460
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	400	400		400
Bajío	Central	400,230	1000	800	1800
Lázaro Cárdenas	Central	400	1900		1900
Lázaro Cárdenas	Acapulco	400,115	200	200	400
Grijalva	Lerma	400,230	435	165	600
Lerma	Mérida	400,230,115	435	165	600
Mérida	Cancún	400,230,115	435	165	600
Mérida	Chetumal	230,115	150	50	200
Chihuahua	Juárez	400,230	500		500
Laguna	Chihuahua	230	350		350
Laguna	Monterrey	400,230	260	90	350
Laguna	Ag. - SLP.	230	250		250
Acapulco	Central	230	400		400
Oriental	Central	400	3400		3400
Temascal	Central	400,230	2800		2800
Oriental	Temascal	400,230	1300		1300
Grijalva	Temascal	400	2200		2200
Grijalva	Minatitlán	400	2200		2200
Minatitlán	Temascal	400	1550		1550

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 29

SEN: capacidad de transmisión de los enlaces entre regiones eléctricas bajo condiciones de demanda máxima del sistema (MW)

Enlace		2004		2005		2006		2007		2008		
Región	Región	Tensión KV	Capacidad MW	Flujo MW	Capacidad MW	Flujo MW	Capacidad MW	Flujo MW	Capacidad MW	Flujo MW	Capacidad MW	Flujo MW
Sonora Norte	Sonora Sur	230	500	177.2	500	277.9	500	267.7	500	236.7	500	448
Sonora Norte	Juárez	400	380	109.2	380	106.8	380	94.8	380	105	380	336
Sonora Sur	Mochis	400, 230	220	220	500	329	500	308	500	268	500	431
Mazatlán	Mochis	400, 230	750	353.4	750	376.8	750	441.8	750	536	750	370
Mazatlán	Laguna	400, 230	300	24	300	92	300	100.6	300	109.9	300	298
Mazatlán	Guadalajara	400	320	311	680	418	680	388	680	340	680	660
Río Escondido	Nuevo Laredo	400, 230	330	149.8	330	170.6	400	168.4	400	181.8	400	188.2
Río Escondido	Chihuahua	400	225	75.8	350	84.5	350	237.6	350	77.9	350	132.1
Río Escondido	Monterrey	400, 230	2100	597.9	2100	675.2	2100	765.5	2100	652.5	2100	722.2
Monterrey	Reynosa	400, 230	1000	294.2	1000	392	1000	455.4	1250	410.2	1250	656.4
Monterrey	Huasteca	400	1150	509.8	1150	550.2	1150	881.4	1150	437	1150	709.8
Monterrey	Ags.-SLP	400	1000	928.6	1000	1000	1000	946.6	1200	1145	1200	1189.6
Huasteca	Oriental	400	1000	995.8	1000	942.2	1000	930.2	1000	959.8	1000	1000
Huasteca	Ags.-SLP	400	1500	1086	1500	1141	1500	1018.4	1500	1394.2	1500	1067.8
Huasteca	Bajío	400		0		0	1500	1256.8	1500	1478.8	1500	1246.4
Mexicali	Tijuana	230	388	376	388	373	388	361	388	343	388	321
Tijuana	Ensenada	230	350	178	350	172	350	200	350	208	350	219
C. Constitución	La Paz	138	65	49	65	44	65	63	65	63	65	64
La Paz	Cabo San Lucas	230, 230, 115	110	89	110	100	260	118	260	133	260	142
Manzanillo	Guadalajara	400, 230	1700	879.6	1700	864.9	1700	850.2	1700	980.35	1700	1110.5
Guadalajara	Ags.-SLP	400	650	318.3	650	221.2	650	124.1	650	158.65	650	193.2
Guadalajara	Bajío	400, 230	750	433.6	750	352.1	750	270.6	750	488.45	750	706.3
Bajío	Ags.-SLP	230, 400	850	771.8	850	659.25	1350	820.7	1350	1015.05	1350	1209.4
Lázaro Cárdenas	Bajío	400	460	149.2	460	128.15	460	107.1	460	64.2	460	21.3
Lázaro Cárdenas	Guadalajara	400	400	44.7	400	34.45	400	24.2	400	101.35	400	178.5
Bajío	Central	400, 230	1000	385.4	1000	635.8	1675	886.2	1800	1245.55	1800	1756.6
Lázaro Cárdenas	Central	400	1900	1381.1	1900	1366.75	1900	1352.4	1900	1551.2	1900	1750
Lázaro Cárdenas	Acapulco	400, 115	200	149.9	200	155.35	200	160.8	200	149.25	400	300.3
Grijalva	Lerma	400, 230	435	413.3	435	371	600	581.3	600	560.7	600	597.5
Lerma	Mérida	400, 230, 115	435	304.2	435	311.3	600	344.9	600	333.6	600	343.9
Mérida	Cancún	400, 230, 115	435	271.2	435	120.15	600	119.4	600	101.4	600	214.2
Mérida	Chetumal	230, 115	150	103.6	150	110.4	150	127.6	200	133.3	200	140.6
Chihuahua	Juárez	400, 230	500	218	500	195.3	500	364.1	500	254.7	500	393.1
Laguna	Chihuahua	230	350	56.8	350	85.9	350	115	350	93.55	350	72.1
Laguna	Monterrey	400, 230	260	31.9	350	38.95	350	46	350	44.35	350	42.7
Laguna	Ags.- SLP	230	250	0	250	85.3	250	170.6	250	188.45	250	206.3
Acapulco	Central	230	400	62.5	400	63.1	400	63.6	400	78.9	400	94.1
Oriental	Central	400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400
Temascal	Central	400, 230	2800	2619	2800	2641.7	2800	2786	2800	2668	2800	2550
Oriental	Temascal	400, 230	1300	945.5	1300	1017.0	1300	1088.5	1300	1077.2	1300	1065.9
Grijalva	Temascal	400	2200	1566	2200	1764.5	2200	1963	2200	1893.0	2200	1823
Grijalva	Minatitlán	400	2200	1906	2200	1978.5	2200	2051	2200	1976.5	2200	1902
Minatitlán	Temascal	400	1550	845	1550	1178.5	1550	1512.0	1550	1411.0	1550	1310.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

## 4.6 Requerimientos de inversión del sector eléctrico nacional

Se prevé que la inversión requerida para el sector eléctrico nacional sea 593 mil millones de pesos para el periodo 2004-2013. Dicha inversión estimada es necesaria para satisfacer el crecimiento anual de 5.6 % del consumo nacional de energía eléctrica.

Del total de inversiones necesarias, el 44.5% corresponde a generación, el 19.7% a infraestructura en la red de transmisión, el 20.1% a la red de distribución, el 13.9% en obras de mantenimiento y 1.8% en otras inversiones presupuestales.

La inversión privada bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) representará el 24.0% del total de requerimientos financieros del periodo, mientras que la inversión en obras con esquema por definir registrará el 18.5% del monto total (véase cuadro 30).

Se prevé que la participación de los particulares aumente en los proyectos de generación durante 2004-2013 hasta representar el 55.2% de la inversión total (véase gráfica 23). Es por ello, que es fundamental para el desarrollo de estos proyectos el brindarles certeza jurídica. CFE y LFC destinarán sus recursos presupuestales principalmente a los proyectos de transmisión, distribución y mantenimiento.

Se estima que la inversión presupuestal en 2005 represente el 56.2% de los requerimientos de inversión en el sector eléctrico. En los años siguientes se prevé que su participación disminuya y en 2013 se ubique en 44.8%.

Cuadro 30  
Sistema Eléctrico Nacional  
Requerimientos de Inversión 2004-2013 (millones de pesos del 2004)<sup>1/</sup>  
(Obra Presupuestaria, Obra Pública Financiada y Producción Independiente)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
<b>Total</b>	<b>45,972</b>	<b>67,707</b>	<b>57,038</b>	<b>54,499</b>	<b>52,296</b>	<b>56,077</b>	<b>67,340</b>	<b>67,323</b>	<b>65,329</b>	<b>59,404</b>	<b>592,983</b>
<b>Generación</b>	<b>20,012</b>	<b>27,332</b>	<b>22,105</b>	<b>25,170</b>	<b>21,289</b>	<b>24,468</b>	<b>34,380</b>	<b>34,771</b>	<b>31,248</b>	<b>23,250</b>	<b>264,024</b>
Ciclos Combinados (PIE)	8,041	9,853	6,413	8,308	10,045	642	-	-	-	-	43,302
Inversión Privada (OPF)	6,092	8,749	8,795	10,920	4,486	8,041	12,494	10,645	4,501	515	75,238
Hidroeléctricas	2,255	2,700	2,701	2,638	1,855	1,286	692	815	575	-	15,517
Geotermoeléctricas y Eólicas	441	1,767	821	198	14	1,199	1,460	288	1,186	274	7,648
Ciclos Combinados	450	416	310	2,361	447	1,409	160	-	-	-	5,553
Carboeléctricas	-	-	2,242	5,296	2,075	3,638	10,075	8,939	2,232	236	34,733
Unidades Diesel	32	95	503	5	95	509	107	603	508	5	2,462
Rehabilitación y modernización	2,914	3,771	2,218	422	-	-	-	-	-	-	9,325
Inversión Presupuestal*	5,879	8,730	6,897	5,942	3,701	2,739	573	419	371	373	35,623
Obras con Esquema por definir	-	-	-	-	3,057	13,046	21,313	23,707	26,376	22,362	109,861
<b>Transmisión</b>	<b>11,994</b>	<b>14,681</b>	<b>13,488</b>	<b>8,809</b>	<b>9,733</b>	<b>9,694</b>	<b>10,875</b>	<b>11,848</b>	<b>12,491</b>	<b>13,496</b>	<b>117,113</b>
Inversión Privada (OPF)	6,767	8,067	7,327	3,492	4,065	3,940	4,707	5,316	5,676	6,307	55,664
Inversión Presupuestal*	5,227	6,614	6,161	5,317	5,668	5,754	6,168	6,532	6,815	7,189	61,449
<b>Distribución</b>	<b>6,487</b>	<b>16,573</b>	<b>12,277</b>	<b>11,553</b>	<b>12,165</b>	<b>12,593</b>	<b>12,605</b>	<b>10,990</b>	<b>11,521</b>	<b>12,248</b>	<b>119,016</b>
Inversión Privada (OPF)	1,335	2,148	1,137	525	886	1,022	958	1,090	1,154	1,263	11,518
Inversión Presupuestal*	5,152	14,425	11,140	11,028	11,279	11,571	11,647	9,900	10,367	10,985	107,498
<b>Mantenimiento</b>	<b>6,583</b>	<b>8,027</b>	<b>8,052</b>	<b>7,978</b>	<b>8,057</b>	<b>8,274</b>	<b>8,429</b>	<b>8,659</b>	<b>9,011</b>	<b>9,349</b>	<b>82,419</b>
Unidades Generadoras (PIE)	819	819	902	1,068	1,234	1,335	1,464	1,703	2,054	2,361	13,759
Unidades Generadoras (CFE y LFC)	5,764	7,208	7,150	6,910	6,823	6,939	6,965	6,956	6,957	6,988	68,660
<b>Otras Inversiones Presupuestales*</b>	<b>895</b>	<b>1,093</b>	<b>1,116</b>	<b>989</b>	<b>1,052</b>	<b>1,047</b>	<b>1,050</b>	<b>1,054</b>	<b>1,057</b>	<b>1,060</b>	<b>10,411</b>

1/ Costos instantáneos de las obras (excluyendo costos financieros) a precios constantes y con contingencias, con información disponible al 7 de septiembre de 2004.

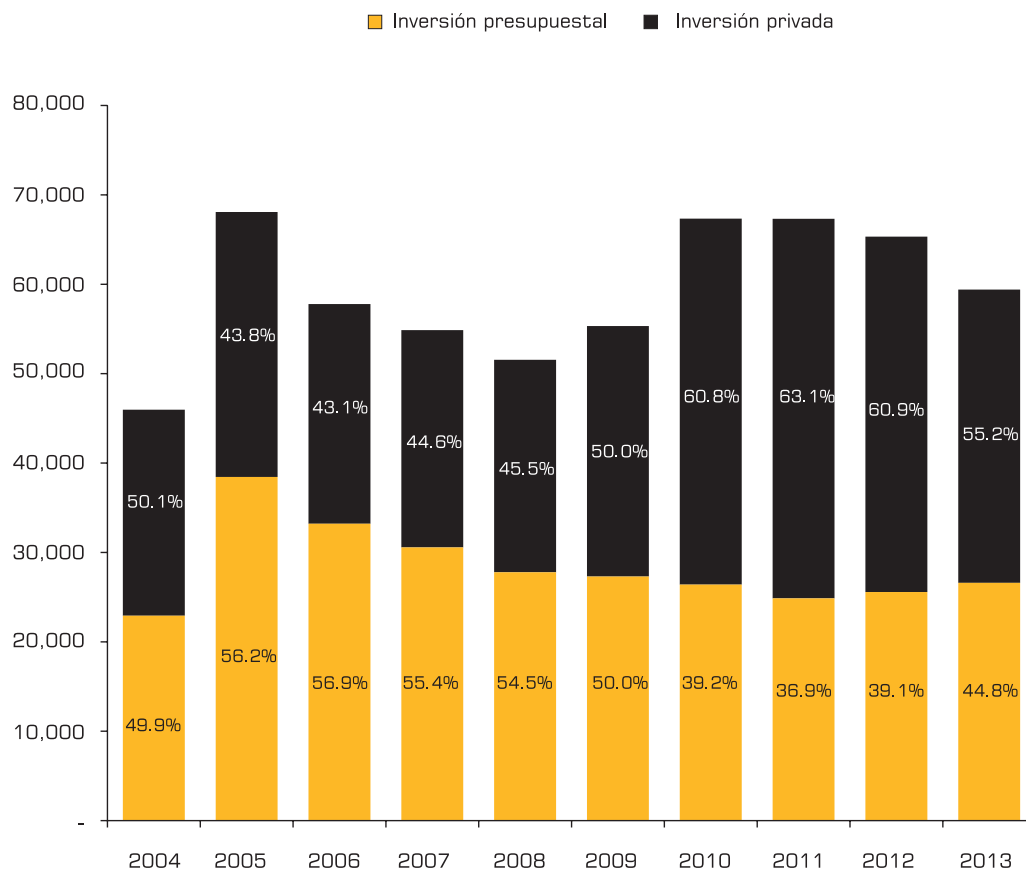
Debido al redondeo de cifras los totales pueden no coincidir exactamente.

\*Incluye CFE y LFC.

Fuente: CFE y LFC.



Gráfica 23  
 Requerimientos de inversión del sector eléctrico nacional, 2004-2013  
 (millones de pesos del 2004)



Fuente: CFE y LFC.

#### 4.7 Opciones técnicas para la expansión del sistema de generación

A continuación se presenta una cartera de proyectos que cuentan con estudios de factibilidad y estimaciones de costo, en la cual se consideran:

- Proyectos típicos de capacidades y tecnologías de generación disponibles comercialmente.
- Proyectos específicos que requieren de un diseño especial para el aprovechamiento de los recursos primarios.

El cuadro 31 presenta las principales características físicas y económicas de los proyectos típicos considerados en el análisis de la expansión del SEN.

Cuadro 31  
Características y datos técnicos de proyectos típicos

Central	Potencia (MW)	Eficiencia Bruta (%)	Vida económica (años)	Factor de planta típico	Usos propios (%)
Térmica convencional	2 X 350	37.56	30	0.750	5.8
	2 X 160	36.31	30	0.650	6.2
	2 X 84	32.42	30	0.650	6.4
	2 X 37.5	30.63	30	0.650	8.3
Turbogás					
Aeroderivada gas <sup>1/</sup>	1 X 42.6	37.55	30	0.125	1.1
Industrial gas <sup>1/</sup>	1 X 85	29.76	30	0.125	1.0
Industrial gas "F" <sup>1/</sup>	1 X 185	33.31	30	0.125	0.8
Industrial gas "G" <sup>1/</sup>	1 X 253	35.65	30	0.125	1.2
Aeroderivada diesel <sup>1/</sup>	1 X 41.4	38.08	30	0.125	0.8
Ciclo combinado gas <sup>1/</sup>	1 X 283	51.01	30	0.800	2.9
	1 X 568	51.23	30	0.800	2.8
	1 X 374	51.79	30	0.800	2.8
	1 X 750	51.82	30	0.800	2.7
Diesel <sup>2/</sup>	2 X 18.7	47.61	25	0.650	5.1
	3 X 13.5	47.35	25	0.650	5.7
	3 X 3.4	43.53	25	0.650	7.1
Carboeléctrica	2 X 350	37.24	30	0.750	7.3
C. Dual s/desulfurador	2 X 350	38.02	30	0.750	7.3
C. Dual c/desulfurador	2 X 350	38.02	30	0.750	11.4
Nuclear	1 X 1356	34.54	30	0.750	3.1

1/ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: temperatura ambiente de 15 grados centígrados, humedad relativa de 60% y presión a nivel del mar.

2/ La potencia y eficiencia están determinadas bajo condiciones ISO 3046/1-1986: temperatura ambiente de 25 grados centígrados, humedad relativa de 30% y presión barométrica de 1.0 bar.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Los proyectos termoeléctricos de generación requieren de un estudio previo para seleccionar el sitio de construcción y una manifestación de impacto ambiental. Ante las posibilidades para ubicar las centrales, se realiza una selección de costo mínimo (sustentado en el costo total de generación, transmisión y del combustible). En el cuadro 32 se indican los proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminados o en proceso, los cuales podrían ser considerados por los inversionistas privados al seleccionar su ubicación definitiva.

Esta prospectiva considera nuevos proyectos como Altamira III y IV, Río Bravo III y IV, entre otros.

Cuadro 32  
Proyectos termoeléctricos con estudios de sitio terminados o en proceso

Área	Proyecto	Número de unidades	Capacidad total factible (MW)	Estado actual	Sitio
<b>Total</b>			<b>7,249</b>		
Baja California	CC Baja California (Mexicali II)	1 X 228		Estudios de identificación en proceso	Sitio La Jovita
Baja California Sur	CD Baja California Sur I	1 X 43		Terminado	Sitio San Francisco
Baja California Sur	CD Baja California Sur II	1 X 38		Sitio definido	Sitio San Francisco
Baja California Sur	CD Baja California Sur III	1 X 38		Sitio definido	Sitio San Francisco
Baja California Sur	CD Baja California Sur IV	1 X 38		Estudios de Identificación para 2005	Nuevo sitio
Baja California Sur	CD Guerrero Negro II	1 X 10	10	Terminado	Sitio Vizcaíno
Baja California Sur	CCI Santa Rosalía	1 X 10	10	Estudios de identificación en proceso	Sitio Vizcaíno ó en Santa Rosalía
Noreste	CC Río Bravo III	1 X 512	512	En construcción	Sitio Anáhuac
Noreste	CC Río Bravo IV	1 X 518	518	En construcción	Sitio Anáhuac
Noreste	CC Río Bravo V	1 X 550	550	Estudios de Identificación para 2005	Nuevositio
Noroeste	CC Agua Prieta II	2 X 235	469	Sitio definido	Sitio El Fresnal
Noroeste	CC Noroeste	1 X 469	469	Estudios de Identificación para 2007	Sitio Guaymas o Topolobampo
Norte	CC La Laguna II	1 X 513	513	En construcción	Sitio CT Francke, Dgo.
Occidental y Central	Carboeléctrica del Pacífico	2 X 350	700	Sitio definido	CT Plutarco Elías Calles
Occidental y Central	Pacífico I	1 X 700	700	Estudios de identificación en proceso	Puerto Industrial Lázaro Cárdenas
Occidental y Central	Pacífico II	1 X 700	700	Estudios de identificación en proceso	Puerto Industrial Lázaro Cárdenas
Oriental y Central	CCC Tuxpan V	1 X 512	512	Sitio definido	Sitio Tres Estrellas, Ver.
Oriental y Central	CC Tamazunchale	2 X 523	1,046	Sitio definido	El Tepetate
Peninsular	CC Valladolid III	1 X 540	540	Sitio definido	Sitio Chan Pasekal

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Los proyectos hidroeléctricos y geotermoeeléctricos requieren de un largo proceso de estudio para definir su factibilidad y decidir su construcción. Este proceso se inicia con la etapa de identificación de los posibles sitios de aprovechamiento. Posteriormente se define y evalúa el proyecto, el cual concluye con el diseño de las centrales generadoras.

El cuadro 33 muestra los proyectos que CFE considera como viables y con posibilidades de realización dentro del programa de expansión, por lo que su desarrollo puede llevarse a cabo por parte de CFE o bien por parte de los permisionarios (bajo las modalidades permitidas por la LSPEE y su Reglamento).

**Cuadro 33**  
Proyectos hidroeléctricos con estudio de prefactibilidad, factibilidad y diseño, terminados o en proceso

Área	Proyecto	Ubicación	No. de unidades por potencia y unidad <sup>1/</sup>	Capacidad total (MW) <sup>1</sup>	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio
<b>Total</b>				<b>6,754.0</b>	<b>15,622.0</b>	
Oriental	San Juan Tetelcingo	Guerrero	3 x 203	609	1,313	F
	Xúchiles	Veracruz	2 x 38	76	499	F
	Tenosique (Kaplan)	Tabasco/Chiapas	3 x 140	420	2,328	F
	Omitlán	Guerrero	2 x 115	230	789	F
	Ixtayutla	Oaxaca	2 x 265	530	1,596	F
	Copainalá (Kaplan) <sup>2/</sup>	Chiapas	3 x 75	225	572	F
	Acala	Chiapas	4 x 40	160	379	P
Occidental	San Francisco	Jalisco	2 x 139	278	609	F
	Arroyo Hondo	Jalisco	2 x 66	132	292	F
	Pozolillo	Nayarit	2 x 247	494	824	F
	Mascota Corrinchis	Jalisco	1 x 34	34	51	P
	P.A.E.B. Agua Prieta	Jalisco	2 x 120	240	310	P
	La Yesca	Jalisco	3 x 250	750	1,164	F
Norte	Madera	Chihuahua	2 x 138	276	726	F
Noreste	PAEB Monterrey	Nuevo León	2 x 100	200	292	F
Baja California	PAEB El Descanso	Baja California	4 x 150	600	1,252	P
	PAEB Tecate	Baja California	2 x 300	600	1,248	P

Notas: F = Factibilidad P = Prefactibilidad terminada D = Diseño

1/Potencia expresada a la salida de los bornes del generador.

2/ Considera las condiciones futuras de la C.H. Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén) con 2,400 MW instalados.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

**Cuadro 34**  
Ampliación en capacidad instalada en proyectos hidroeléctricos

Área	Proyecto	Ubicación	No. de unidades por potencia y unidad <sup>1</sup>	Capacidad total (MW) <sup>1</sup>	Generación media anual (GWh)	Nivel de estudio
<b>Total</b>				<b>1,528</b>	<b>1,382</b>	
Central	Ampliación Villita <sup>2</sup>	Michoacan	2 x 200	400	270	D
Occidental	Ampliación Santa Rosa	Jalisco	1 x 49	49	74	F
Noroeste	Ampliación Mocúzari	Sonora	1 x 7	7	42	F
Noroeste	Ampliación Oviáchic	Sonora	1 x 6	6	26	F
Central	Ampliación Zimapán	Hidalgo	2 x 283	566	706	D
Central	Ampliación Infiernillo	Guerrero	2 x 250	500	264	P

Notas: F = Factibilidad P = Prefactibilidad terminada D = Diseño

1/ La potencia y generación corresponden a la ampliación

2/ La generación media anual no considera la repotenciación de la central.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 35  
Catálogo de proyectos geotérmicos

Área	Proyecto	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)	Estado	Generación media anual (GWh)	Costo KWh nivelado <sup>1,2</sup>	Nivel de estudio
Baja California Occidental	Cerro Prieto V	4	27.5	Baja California	828.21	0.220	F
Occidental	Cerritos Colorados 1a etapa	2	27.5	Jalisco	414.11	0.348	F
Oriental	Los Humeros	2	27.5	Puebla	414.11	0.383	F

Notas: F = Factibilidad P = Prefactibilidad terminada D = Diseño

1/ Precios medios de 2004, tipo de cambio 11.20 \$/dól.

2/ Incluye la inversión en central y en campo, además los costos de operación de la central y campo. Con tasa de descuento del 10% y 30 años de vida útil.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Cuadro 36  
Catálogo de proyectos eólicos

Área	Proyecto	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)	Estado	Generación media anual (GWh)	Costo KWh nivelado <sup>1,2</sup>	Nivel de estudio
Oriental	La Venta II	78	1.3	Oaxaca	353.8	0.308	L
Oriental	La Venta III	117	1.3	Oaxaca	572.6	0.306	F
Oriental	La Venta IV	156	1.3	Oaxaca	764.7	0.305	F

Notas: F = Con estudio de factibilidad L = Por licitar D = Diseño

1/ Precios medios de 2004, tipo de cambio 11.20 \$/dól.

2/ Incluye la inversión en central y en campo, además los costos de operación de la central y campo. Con tasa de descuento del 10% y 20 años de vida útil.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad



La estrategia de ahorro de energía eléctrica y aprovechamiento de energía renovable cobra particular relevancia al situarla como un elemento fundamental para el cuidado de los recursos energéticos no renovables, diversificación energética, protección del medio ambiente, aumento en la productividad y competitividad económica, y para la protección del presupuesto familiar.

Así, a lo largo de los últimos catorce años, y en función de los claros beneficios que para el país representa; el Gobierno Federal, a través de diversas instituciones, ha desarrollado múltiples programas que ya muestran resultados significativos, palpables y duraderos en todo el territorio nacional.

## **5.1 Programas de ahorro de energía eléctrica**

Las principales entidades promotoras del ahorro de energía<sup>1</sup>, mediante la coordinación de la Secretaría de Energía (Sener) impulsan la aplicación masiva de estrategias y opciones tecnológicas para el ahorro de energía y el aprovechamiento de la energía renovable a través del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE) y, el Programa Ahorro Sistemático Integral (ASI). Asimismo, incentivan el financiamiento de organismos facultados para fortalecer estos proyectos.

Los programas que a continuación se presentan están divididos en dos grupos: uno de demanda y otro de oferta. Cabe señalar que existen otros que son desarrollados por la iniciativa privada, los cuales no son promovidos directamente por los organismos de fomento y cuyos resultados no se reportan en este documento.

---

<sup>1</sup> La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae), el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Luz y Fuerza del Centro (LFC) y Petróleos Mexicanos (Pemex).

### 5.1.1 Ahorro de energía: demanda

Generalmente, los proyectos de ahorro de energía eléctrica por el lado de la demanda requieren, en su instrumentación, de inversiones menores que las necesarias para incrementar la oferta, presentan alta rentabilidad, mejoran el desempeño de los equipos y sistemas donde se aplican, y reducen los impactos nocivos al medio ambiente.

En 2004 se estima un ahorro acumulado cercano a 15.5 TWh, equivalente al 10% de las ventas totales de electricidad. En 2013 se pronostica un ahorro de 37.8 TWh, que significaría un 13% de las ventas totales<sup>2</sup> proyectadas para ese año. Los diferentes programas vigentes de ahorro de energía están considerados en el cuadro 39.

#### • Normalización

La Secretaría de Energía, a través de la Conae, expide las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) de eficiencia energética. Éstas son elaboradas por el Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Preservación y Uso Racional de los Recursos Energéticos (CCNNPURRE) en colaboración y consenso de los sectores público, privado, social, y de investigación y desarrollo tecnológico.

Actualmente se han publicado 18 NOM's de eficiencia energética, de las cuales 16 están relacionadas con la eficiencia en el consumo de energía eléctrica (véase cuadro 37). Al año 2004 los ahorros acumulados estimados por su aplicación son del orden de 12,491 GWh en el consumo de energía y 2,220 MW en diferimiento de capacidad para el Sistema Eléctrico Nacional. En el anexo uno se detallan los equipos y aparatos en que aplican estas NOM's.

Con objeto de promover el cumplimiento de las normas vigentes, a la fecha se encuentran acreditados y aprobados 51 laboratorios y 216 unidades de verificación.

Con la aplicación efectiva de las NOM's de eficiencia energética, se estima que para el año 2013, se alcanzarán ahorros acumulados de 30,511 GWh en el consumo de energía eléctrica y 5,906 MW de potencia evitada.

#### • Programas orientados a instalaciones

Estos programas agrupan los proyectos desarrollados en instalaciones de los sectores público y privado (pequeña y mediana empresa, los grandes corporativos y las instalaciones de los estados y municipios). En este sentido, la Conae y el FIDE promueven la realización de proyectos específicos dentro de instalaciones con consumos intensivos de energía.

El FIDE ofrece diversas modalidades de financiamiento para apoyar la elaboración de estudios de factibilidad, así como la instrumentación de medidas de ahorro de energía, mientras que la Conae provee asistencia técnica y elementos metodológicos para que los usuarios diseñen y desarrollen programas integrales de eficiencia energética en sus instalaciones. Para finales del año 2013 se esperan lograr ahorros anuales de energía del orden de 1,554 GWh y de 399 MW en demanda evitada acumulada.

#### • Sector agropecuario

Las principales acciones de ahorro de energía dentro de este sector se llevan a cabo en coordinación con la Comisión Nacional del Agua (CNA) y otras instituciones, como el FIDE y la Conae. Estas actividades se concentran en la rehabilitación de sistemas de bombeo agrícola.

Durante el año 2003, se rehabilitaron 387 sistemas de bombeo, con lo que se logró, desde el inicio del programa, un total de 13,997 sistemas rehabilitados. Durante el año 2004, se tiene contemplado rehabilitar otros 346 sistemas.

El bombeo agrícola a escala nacional representa un consumo anual de 7,338 GWh, equivalente al 4.6% de las ventas de electricidad en el país, mientras que el potencial técnico promedio de ahorro de electricidad, derivado de la rehabilitación de pozos, es del orden del 40%. En los siguientes diez años se continuará la rehabilitación de casi 3,500 pozos más. Al término del horizonte de proyección se esperan ahorros de 1,393 GWh anuales de energía eléctrica y 398 MW en demanda evitada.

<sup>2</sup> Este ahorro está contemplado en los escenarios esperados de energía necesaria y demanda de capacidad de la CFE.



Cuadro 37  
Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética, 2004

Norma / equipo o sistema	Entrada en vigor	Unidades vendidas <sup>(a)</sup>	Ahorros			
			Por unidades nuevas GWh	Total acumulado GWh	% <sup>(b)</sup>	MW
<b>NOM-001-ENER-2000</b>						
Bombas verticales	XII/2000	2,669	7	123	13	44
<b>NOM-004-ENER-1995</b>						
Bombas centrífugas	VII/1996	365,520	1	32	18	82
<b>NOM-005-ENER-2000</b>						
Lavadoras de ropa	X/2000	1,734,823	92	340	29	0
<b>NOM-006-ENER-1995</b>						
Sistemas de bombeo	XI/1996	NA	NA	2,312	30	52
<b>NOM-007-ENER-1995</b>						
Alumbrado en edificios	IX/1996	NA	135	943	20	41
<b>NOM-008-ENER-2001</b>						
Edificios no residenciales	VI/2001	NA	51	143	20	35
<b>NOM-010-ENER-1996</b>						
Bombas sumergibles	I/1998	1,250	12	84	3	26
<b>NOM-011-ENER-2002</b>						
Acondicionadores de aire tipocentral	X/2002	10,461	31	170	3	22
<b>NOM-013-ENER-1996</b>						
Alumbrado en vialidades	V/1998	NA	0.6	19	2	4
<b>NOM-014-ENER-1997</b>						
Motores monofásicos	VII/1998	382,884	48	258	30	213
<b>NOM-015-ENER-2002</b>						
Refrigeradores y congeladores	V/2003	1,739,997	671	4,181	41	854
<b>NOM-016-ENER-2002</b>						
Motores trifásicos	IV/2003	184,646	199	1,788	7	585
<b>NOM-017-ENER-1997</b>						
Lámparas fluorescentes	VI/1998	177,147	27	79	60	4
<b>NOM-018-ENER-1997</b>						
Aislantes térmicos para edificaciones	X/1998	NA	3	73	20	6
<b>NOM-021-ENER/SCFI/ECOL-2000</b>						
Acondicionadores de aire tipo cuarto	VI/2001	496,724	223	1,433	32	191
<b>NOM-022-ENER/SCFI/ECOL-2000</b>						
Aparatos de refrigeración comercial	VI/2001	422,995	184	513	5	61

a) Estimaciones con base en tasas de crecimiento en las ventas, proporcionadas por los fabricantes y comercializadores de los productos y sistemas cubiertos por las normas.

b) Porcentaje de mejora de la eficiencia o reducción en el consumo de energía.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

• **Horario de Verano**

El Horario de Verano optimiza la utilización de la infraestructura eléctrica, a la vez que permite aplazar las inversiones en nuevas plantas generadoras. Asimismo, contribuye a disminuir el uso de energéticos primarios para la generación de electricidad y reducir las emisiones contaminantes asociadas.

En el periodo de 1996-2003 se han obtenido ahorros del orden de 8,545 GWh de energía y 919 MW de disminución en demanda máxima coincidente, lo que resulta en más de nueve mil millones de pesos diferidos en inversión (véase cuadro 38).

Se espera que en el año 2013 los ahorros de energía sean del orden de 1,641 GWh y 1,023 MW de demanda evitada.

Cuadro 38  
Aplicación del Horario de Verano

Año	Ahorro de energía GWh	Demanda evitada acumulada MW	Inversión diferida acumulada <sup>(a)</sup> millones pesos
1996	943	529	4,100
1997	1,100	550	4,400
1998	1,012	683	6,830
1999	1,092	613	6,130
2000	1,182	823	8,230
2001	933	908	9,080
2002	1,118	900	9,000
2003	1,165	919	9,190
2004 <sup>(b)</sup>	1,219	929	9,290
2005	1,266	938	9,380
2006	1,313	947	9,470
2007	1,360	956	9,560
2008	1,407	967	9,670
2009	1,454	977	9,770
2010	1,501	987	9,870
2011	1,547	1,003	10,030
2012	1,594	1,013	10,130
2013	1,641	1,023	10,230

Nota: a) Este rubro se refiere exclusivamente a las inversiones diferidas en infraestructura que se logran por la aplicación de esta medida.

b) La información correspondiente al año 2004 y posteriores se obtuvo de estimaciones basadas en evaluaciones de 1996 a 2003, considerando el crecimiento de la demanda que proyecta la CFE.

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, elaborado con datos del PAESE-CFE, comunicado 2004.

• **Programa de incentivos y desarrollo del mercado**

Este programa, operado por el FIDE, inició en 1998 con el objetivo de impulsar la utilización de tecnologías ahorradoras y para la transformación del mercado de equipos; además, brinda financiamiento y servicios para el ahorro de energía eléctrica. Mediante el programa, se otorgan bonificaciones económicas a empresas industriales, comerciales y de servicios que adquieran e instalen equipos eléctricos de alta eficiencia.

Durante el año 2003 se comercializaron 19,094 motores de alta eficiencia, programa que concluyó en el primer trimestre del año, al actualizarse la Norma Oficial Mexicana de eficiencia energética para motores de corriente alterna trifásicos de inducción. También se comercializaron 1.43 millones de equipos de alumbrado comercial. A la fecha se han incorporado 201,356 motores y 5.4 millones de unidades de alumbrado comercial. Asimismo, con el proyecto de compresores ahorradores, concluido en el año 2001, se comercializaron 1,109 equipos.

Por otra parte, el FIDE inició un proyecto piloto de financiamiento a proveedores, con el objetivo de apoyar en el mercado a los inventarios de equipos de alta eficiencia, particularmente los que detentan el sello FIDE. Se estima que para el año 2013 se alcanzarán ahorros anuales en consumo de energía eléctrica del orden de 2,077 GWh y 851 MW en demanda evitada acumulada.

• **Sector doméstico**

Para este sector, se cuenta con tres líneas de acción: la normalización, los programas de ahorro de energía y el fomento de la cultura del cuidado de energía entre la población en general. La normalización es la medida que logra mayores ahorros de energía eléctrica a través de la regulación del consumo de energía en aparatos electrodomésticos.

Con las acciones realizadas durante el año 2003, de manera acumulada desde comienzos de 1991, se logró el aislamiento térmico de 88.54 mil viviendas, la sustitución de 83.7 mil equipos de aire acondicionado, 14 millones de focos incandescentes sustituidos por lámparas eficientes, y la realización de más de 177 mil diagnósticos energéticos.

Las acciones para el año 2004 contemplan el aislamiento térmico de 51 mil casas, la sustitución de 94 mil aires acondicionados, la instalación de 1.55 millones de lámparas eficientes, la realización de 74.3 mil diagnósticos energéticos en los hogares y la sustitución de 203

mil refrigeradores eficientes. Se estima que en el 2013, los ahorros anuales en consumo de energía eléctrica (sin incluir la aplicación de las NOM's en el sector), serán del orden de 477 GWh y 275 MW en demanda evitada acumulada.

#### • Administración Pública Federal (APF)

Durante el año 2003 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo que establece las Disposiciones Generales para el Programa de Ahorro de Energía en la Administración Pública Federal. El objeto es establecer un proceso de mejora continua que permita paulatinamente incrementar la eficiencia energética en las dependencias y entidades del gobierno federal mediante la implantación de buenas prácticas e innovación tecnológica y utilización de herramientas de operación, control y seguimiento.

Así, en el periodo 1999-2003, se incorporaron al programa 1,508 edificios, que representan más de 5.5 millones de metros cuadrados de oficinas administrativas y un consumo anual estimado de 445 millones de KWh. Se estima que en el año 2013 los ahorros anuales en consumo de energía eléctrica serán del orden de 197 GWh y 18 MW en demanda evitada acumulada.

#### 5.1.2 Ahorro de energía: oferta

Respecto a la oferta, se atienden dos campos particulares que forman parte de la estrategia de promoción de alternativas energéticas: la cogeneración y la energía renovable. Ambas vías juegan un papel fundamental en el incremento de la oferta energética del país, al

incorporar un enfoque de optimización en el uso de los recursos energéticos, ya sean provenientes de combustibles fósiles o del aprovechamiento creciente y masivo de la energía renovable.

Además, con los programas y actividades del lado de la oferta se abre un enorme potencial de desarrollo de proveedores de equipo y servicios, tanto nacionales como internacionales, que ofrecen tecnologías eficientes y limpias, capaces de satisfacer una demanda en franco crecimiento.

##### 5.1.2.1 Cogeneración

La cogeneración se define como la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas; la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos productivos; o la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos productivos.

La ventaja comparativa de la cogeneración, respecto a los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica, radica en su alta eficiencia de conversión de energía, ya que a partir de una misma fuente se puede producir secuencialmente electricidad y calor útil para los procesos de que se trate, que se refleja en ahorro de combustible y, por consiguiente, en una disminución de emisiones contaminantes.

Con la operación de sistemas de cogeneración que satisfacen el 100% de los requerimientos térmicos de una empresa, se tienen, por lo general, ahorros de energía primaria de 30% a 35%, respecto al consumo que se tenía antes del proyecto y, en general, se obtiene

Cuadro 39  
Prospectiva de los programas vigentes de ahorro de energía

Año	Aplicación de la NOM		Horario de verano		Programas en instalaciones		Sector Agropecuario		Incentivos FIDE		Sector doméstico		Inmuebles de la APF	
	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>	Demanda Energía evitada GWh	Demanda MW <sup>a</sup>
2003	10,806	1,886	1,165	919	1,054	265	806	231	1,229	491	299	164	120	11
2004	12,491	2,220	1,219	929	1,149	301	859	263	1,354	547	360	209	125	11
2005	14,251	2,567	1,266	938	1,203	311	965	284	1,440	580	373	216	132	12
2006	16,065	2,926	1,313	947	1,246	322	1,017	298	1,526	614	386	223	140	13
2007	17,850	3,299	1,360	956	1,292	331	1,070	311	1,612	648	399	231	147	13
2008	19,714	3,685	1,407	967	1,336	342	1,123	325	1,698	682	412	238	154	14
2009	21,658	4,093	1,454	977	1,379	352	1,201	340	1,785	715	425	246	162	15
2010	23,694	4,518	1,501	987	1,423	364	1,263	356	1,871	749	438	253	170	16
2011	25,826	4,948	1,547	1,003	1,474	377	1,337	373	1,957	783	451	260	179	16
2012	28,053	5,404	1,594	1,013	1,509	386	1,378	383	2,043	817	464	268	188	17
2013	30,511	5,906	1,641	1,023	1,554	399	1,393	398	2,077	851	477	275	197	18

a) Suma de demanda evitada acumulada sin considerar la aplicación de factores de coincidencia.  
Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

energía eléctrica excedente, que puede ser vendida a los suministradores (CFE o LFC) o consumida en otras instalaciones asociadas al sistema de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración han demostrado ser benéficos para el usuario (reducen la facturación eléctrica, aprovechan energía que de otra forma se desperdiciaría, y controlan el suministro y calidad de la energía), para las compañías suministradoras de electricidad (menores cargas a la red de transmisión y distribución) y para el país (menores presiones presupuestales, uso eficiente de los recursos naturales y menores emisiones al medio ambiente).

#### 5.1.2.2 Fuentes renovables de generación de energía eléctrica

Tanto por su extensión territorial como por su localización geográfica y características orográficas<sup>3</sup>, México goza de condiciones que le permiten tener un significativo potencial de generación de energía eléctrica a partir de energía renovable. El aprovechamiento de ésta contribuye al ahorro de combustibles convencionales, particularmente de los fósiles. Además, la adecuada utilización de las fuentes renovables es una excelente opción para reducir el impacto ambiental que ocasiona la generación convencional de energía.

Los proyectos de aprovechamiento de las energías renovables presentan, en general, una viabilidad técnica y económica creciente. También se ve favorecida esta tendencia por la internalización de los costos ambientales, que comienza a ser un factor considerado en los análisis de proyectos, por lo que se vislumbra una expansión en su uso. Consciente de ello, desde 1995, la Secretaría de Energía encargó a la Conae fomentar el uso, aplicación y desarrollo de la energía renovable.

En 1996, la Conae y la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) organizaron conjuntamente un foro de consulta sobre las acciones necesarias para la promoción de estas fuentes energéticas. Esto dio por resultado la creación del Consejo Consultivo para el Fomento de las Energías Renovables (COFER), el cual es un foro colegiado, integrado por representantes de los sectores industrial, comercial, académico, gubernamental y de la banca de desarrollo. Su misión es promover y fortalecer el empleo de la energía renovable en el país, bajo la óptica de un mercado de libre competencia y, además, actuar

como órgano de consulta para: a) la identificación de proyectos y, b) el diseño y desarrollo de programas y políticas relacionadas con el aprovechamiento de las mismas.

Las actividades que se efectúan en el seno de este Consejo, se engloban en el análisis de potenciales y barreras que limitan el desarrollo de dichos proyectos, y la organización de eventos nacionales e internacionales, con el fin de promover la participación de las energías renovables dentro de la oferta energética del país.

De acuerdo con los permisos autorizados por la CRE<sup>4</sup>, a principios del año 2004, se tenía registro de 75 permisos para generar energía eléctrica con fuentes de energía renovable como energético primario y, en algunos casos, como secundario. De estos permisos, 59 ya están en operación y 16 en la etapa de construcción.

#### • Energía Eólica

La energía cinética del viento se aprovecha directamente para realizar trabajo mecánico, como en molinos y pozos, o para generar electricidad. Actualmente, los aerogeneradores de fuerza se encuentran comercialmente disponibles desde 500 hasta 1,500 KW de potencia nominal; no obstante, existen prototipos de hasta 3,000 KW.

El potencial eólico de todo el país no ha sido evaluado con precisión; sin embargo, las mediciones puntuales o de pequeñas redes anemométricas, realizadas principalmente por el IIE y la CFE, indican un potencial superior a los 5,000 MW, técnica y económicamente aprovechable en las zonas: sur del Istmo de Tehuantepec (con potenciales de 2,000 a 3,000 MW); en las penínsulas de Baja California y Yucatán; en la región central de Zacatecas y hasta la frontera con EUA, así como en la región central del altiplano y las costas del país.

Los avances más significativos en el desarrollo y operación de esta tecnología se tendrán en las centrales de la CFE en La Venta, Oaxaca y en Guerrero Negro, Baja California Sur de 1.6 y 0.6 MW, respectivamente. Asimismo, existen más de 4.7 MW eólicos instalados en el país, a través de pequeños aerogeneradores y aerobombas de agua, que en el año 2002 generaron cerca de 13.6 GWh.

<sup>3</sup>Se considera energía renovable, principalmente, a la solar, la eólica, la biomasa, la geotérmica, la hidráulica y la maremotriz, entre otras.

<sup>4</sup>Ibid

En el año 2013, además de la capacidad de la CFE, se espera contar con 1,068 MW eólicos instalados y una generación eléctrica cercana a los 4,669 GWh/año (véase cuadro 38).

### • **Energía Solar**

El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo. Alrededor de tres cuartas partes del territorio nacional son zonas con una insolación media del orden de los 5 kWh/m<sup>2</sup> al día, más del doble del promedio de los Estados Unidos de América.

La generación de electricidad a partir de energía solar, generalmente se realiza mediante la utilización de dos tipos de sistemas: fotovoltaicos, a través de la conversión directa a través de celdas, principalmente, de silicio, y termosolares, a través del calentamiento de fluidos y utilizando una turbina de vapor.

En los últimos años, la utilización de sistemas fotovoltaicos ha registrado significativos avances. La mejora en los materiales y procesos de fabricación de las celdas fotovoltaicas ha permitido una reducción en los costos de generación de energía eléctrica. Actualmente, es una tecnología viable para sitios alejados de la red de energía eléctrica y aplicable a electrificación y telefonía rural, señalización terrestre y marítima, bombeo de agua y protección catódica, entre otros usos.

De 1993 a 2002, la capacidad instalada de estos sistemas se incrementó de 7.1 a 14.4 MW, lo que representa una tasa media anual de crecimiento del 8.2%. Según estimaciones de la Conae, durante este último año se tenían más de 115.6 mil metros cuadrados de pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en el país, con una generación aproximada de 8.0 GWh/año, para satisfacer pequeñas cargas distribuidas. Para el año 2013 se espera contar con 25 MW instalados y 14 GWh/año de generación.

Al igual que la tecnología fotovoltaica, la termosolar presenta crecientes perspectivas de aplicación, y aun cuando en México no existen proyectos para generar electricidad a partir de esta tecnología, los resultados de la planta experimental de 10 KW (colectores cilíndricos parabólicos) del Instituto de Ingeniería de la UNAM, revelan grandes oportunidades para la utilización de la misma, principalmente en la región noroeste del país.

### • **Biomasa**

Esta tecnología emplea la materia orgánica susceptible de ser utilizada como energía (desechos sólidos urbanos y agropecuarios, así como maderas, follaje y residuos de los bosques). El aprovechamiento de la biomasa como energético puede realizarse vía combustión directa o mediante la conversión de la biomasa en diferentes combustibles a través de la biodigestión anaerobia, pirólisis, gasificación o fermentación.

Diversos estudios realizados por la Conae valoran el potencial de aprovechamiento de este recurso; entre ellos se encuentra la caracterización del biogás generado por residuos sólidos urbanos y el análisis de la viabilidad técnica y económica en el empleo del bagazo de caña para generación eléctrica en los ingenios azucareros.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias, con lo que se podría soportar una capacidad de generación aproximada de 150 MW.

A principios del 2004, había tres permisos autorizados por la CRE para la generación de energía eléctrica con base en la explotación de biogás en municipios de Nuevo León. La capacidad en operación es de 18.2 MW y una generación de 112.47 GWh/año. Adicionalmente, existen 49 permisos autorizados para generar energía eléctrica en sistemas híbridos (combustóleo - bagazo de caña), con una capacidad total de 445 MW de capacidad y 814 GWh de generación.

### • **Minihidráulica**

Las pequeñas caídas y corrientes de agua existentes en el país ofrecen la posibilidad de generación eléctrica en pequeños emplazamientos. Estudios del IIE en canales de riego consideran un potencial económicamente aprovechable, superior a los 300 MW.

Investigaciones realizadas por la Conae han identificado más de 100 sitios para el aprovechamiento de este recurso, dentro de una región que comprende los estados de Veracruz y Puebla, con una generación potencial de 3,570 GWh/año, que equivale a una capacidad media de 400 MW. En este sentido, se promueve, entre particulares, el desarrollo de este tipo de proyectos, al demostrar que la rehabilitación de centrales minihidroeléctricas es, por lo general, viable técnica y económicamente.

Los permisos de generación minihidroeléctrica autorizados por la CRE indican que a principios de año 2004, se contaba con seis permisos en operación, los cuales representan 38.4 MW instalados en centrales de este tipo y una generación eléctrica de 143 GWh/año. Para el año 2013, se espera tener 239 MW instalados y 1,047 GWh de generación.

El cuadro 40 presenta la prospectiva del desarrollo de sistemas de generación de energía eléctrica (externos a la CFE y LFC) que utilizan energía renovable. Se estima que para el año 2013 existan instalados alrededor de 1,773 MW, con una generación eléctrica de 6,760 GWh/año.

## 5.2 Avances recientes en investigación y desarrollo de tecnologías para generación

Los cambios más recientes en la visión de aplicaciones tecnológicas para generación en el último año están impulsados por varios factores:

1. La disponibilidad de gas natural en el país no es tan alta como se esperaba y los requerimientos de gas natural en los EUA harán que sea difícil la importación en gran escala de ese país.
2. Los precios de gas natural se han mantenido en niveles superiores a los 5.00 dólares por millón de BTU's, lo que hace que las otras fuentes de energía primaria se vean más atractivas.

3. Los nuevos yacimientos de crudo que está explotando Pemex son de un crudo más pesado que los anteriores que generarán volúmenes importantes de residuos que pueden representar una energía primaria significativa para la generación eléctrica.

Con estas consideraciones, se espera que en los próximos años en México, continúe incrementándose el uso de gas natural en ciclos combinados para generación, aunque se espera una mayor participación de centrales con gasificación de residuos de vacío, centrales a carbón y, limitadas a la disponibilidad del combustible, centrales a coque de petróleo con tecnología de lecho fluidizado.

Se espera también una mayor presión sobre las centrales térmicas convencionales para reducir sus emisiones, particularmente de dióxido de azufre. Las opciones que tienen estas centrales convencionales, son la repotenciación, sustituyendo la caldera por una turbina de gas con recuperador de calor, lo cual requiere inversión; la utilización de mezclas de gas natural y combustóleo en las calderas actuales, lo que tiene costos sumamente altos; y, lo que sería una solución viable, la utilización de sistemas de limpieza de gases de combustión para retener el azufre.

La tabla siguiente presenta una versión panorámica de la participación de las distintas tecnologías de generación en el sector eléctrico mexicano en los próximos 10 a 15 años.

Cuadro 40  
Participación externa a la CFE y LFC por energías renovables

		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Agua</b>	<b>MW</b>	40	42	117	153	178	187	197	207	217	228	239
	<b>GWh</b>	143	165	564	693	812	821	862	905	950	997	1,047
<b>Biogás</b>	<b>MW</b>	17	17	33	35	37	38	40	42	45	47	49
	<b>GWh</b>	98	98	231	229	241	253	265	279	293	307	323
<b>Bagazo</b>	<b>MW</b>	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393
	<b>GWh</b>	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708	708
<b>Viento</b>	<b>MW</b>	5	5	317	798	798	837	879	923	969	1,017	1,068
	<b>GWh</b>	14	14	1,282	3,086	3,086	3,660	3,843	4,034	4,235	4,447	4,669
<b>Solar (FV)</b>	<b>MW</b>	15	16	17	18	18	19	20	21	22	24	25
	<b>GWh</b>	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14
<b>TOTAL</b>	<b>MW</b>	<b>469</b>	<b>472</b>	<b>877</b>	<b>1,396</b>	<b>1,424</b>	<b>1,475</b>	<b>1,529</b>	<b>1,586</b>	<b>1,645</b>	<b>1,708</b>	<b>1,773</b>
	<b>GWh</b>	<b>971</b>	<b>994</b>	<b>2,794</b>	<b>4,725</b>	<b>4,857</b>	<b>5,452</b>	<b>5,688</b>	<b>5,937</b>	<b>6,198</b>	<b>6,472</b>	<b>6,760</b>

Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Conae), con base en ANES y CRE.

Tecnología	Escenario futuro
Central térmica convencional a combustóleo	Estas centrales conforman la mayoría de la capacidad instalada actual en el país y algunas de ellas continuarán en operación de 10 a 20 años, debido a que se espera que se reduzca en México la producción de combustóleo. Algunas tendrán que ser convertidas al uso de residuos de vacío, posiblemente emulsificados, por lo que se espera ver la incorporación de sistemas de limpieza de gases. Estas centrales tienen eficiencias del orden de 36 %
Carbón	Algunas centrales duales que existían en el país se han convertido a carbón. Otros países, particularmente los EUA, han comprometido recursos importantes para el desarrollo de tecnologías de carbón limpias. Con todo esto, parece claro que esta tecnología será un actor importante en los sistemas eléctricos, aunque recientemente sus precios han tenido variaciones que no se preveían en los años anteriores. Las eficiencias de estas centrales son del orden de 36 %
Turbinas de gas y ciclos combinados a gas natural	Esta tecnología es la de más alta eficiencia térmica, ya que tiene actualmente valores entre 50 y 60% y se espera que pase a 70% en 15 años, sin embargo su posición competitiva se ha debilitado por los incrementos de precios en el gas natural. Esta tecnología se seguirá utilizando de manera importante en la generación eléctrica, dados sus bajos costos de inversión que todavía la hacen un líder claro para centrales con factores de planta del 50 al 70%. La tecnología de ciclos combinados con gas natural tiene también ventajas económicas por tener emisiones muy bajas comparadas con las otras tecnologías fósiles.
Gasificación integrada a ciclo combinado	Esta tecnología puede funcionar con residuos de vacío, coque de petróleo o carbón, y se prevé que reemplazará a las centrales térmicas actuales a combustóleo. Es tecnología con eficiencias actuales cercanas al 40 % y se espera que aumenten al 60 % en un par de décadas. La naturaleza del proceso hace que sea relativamente sencillo eliminar las emisiones de azufre y es la que más se presta a la separación de bióxido de carbono. Esta tecnología, junto con los ciclos combinados a gas natural, compartirá el papel de generadores eléctricos a base de combustibles fósiles.
Lecho fluidizado	Esta tecnología se desarrolló para poder utilizar combustibles sólidos de baja calidad y alto contenido de azufre, reteniendo el dióxido de azufre en el mismo proceso de combustión. Se han instalado un par de centrales en México y es posible que se instalen algunas más, pero a mediano plazo difícilmente competirán con la tecnología de gasificación.
Motores de combustión interna	Esta tecnología puede manejar casi cualquier combustible líquido incluyendo combustóleo y emulsiones de residuos de vacío y tiene eficiencias del 40 al 44 %, aunque las unidades que se fabrican son relativamente pequeñas (de 1 a 20 MW). Son soluciones muy competitivas para sistemas aislados o para regiones en las que no hay acceso al gas natural.
Nuclear	Esta tecnología sin emisiones de CO <sub>2</sub> , es casi indispensable para que países desarrollados puedan cumplir con los acuerdos de Kyoto. Por otra parte, se han desarrollado centrales con diseños mucho más sencillos y con más protecciones que los anteriores, a costos en el rango de 1,000 a 1,500 dólares por Kilowatt, lo cual las hace ya equiparables a las otras tecnologías de generación, con excepción de los ciclos combinados. Aunque algunos sectores ya la consideran competitiva, es difícil pensar que se tendrán nuevas centrales de este tipo en México antes de diez años, dada la imagen pública que tiene esta tecnología.





# Anexos



# Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, 2004

<b>NOM-011-ENER-2002</b>	Establece los niveles mínimos de eficiencia energética estacional que deben cumplir los acondicionadores de aire tipo central.
<b>NOM-015-ENER-2002</b>	Fija los límites máximos de consumo de energía de los refrigeradores y congeladores electrodomésticos.
<b>NOM-016-ENER-2002</b>	Establece los valores mínimos de eficiencia de los motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo de jaula de ardilla, de uso general, en potencia nominal de 0.746 hasta 373 KW.
<b>NOM-008-ENER-2001</b>	Limita la ganancia de calor de las edificaciones a través de su envolvente, con objeto de racionalizar el uso de la energía en los sistemas de enfriamiento.
<b>NOM-022-ENER-/SCFI /ECOL-2000</b>	Para aparatos de refrigeración comercial, establece las especificaciones y los métodos de prueba de los valores de consumo de energía por litro, así como las especificaciones de seguridad al usuario y de eliminación de cloro-floro-carbonos (CFC's).
<b>NOM-021-ENER-/SCFI /ECOL-2000</b>	Para acondicionadores de aire tipo cuarto, establece las especificaciones y los métodos de prueba de la Relación de Eficiencia Energética (REE), así como las especificaciones de seguridad al usuario y la eliminación de cloro-floro-carbonos (CFC's).
<b>NOM-005-ENER-2000</b>	Establece los niveles de consumo de energía eléctrica máximos permisibles que deben cumplir las lavadoras de ropa electrodomésticas.
<b>NOM-001-ENER-2000</b>	Fija los valores mínimos de eficiencia energética que deben cumplir las bombas verticales tipo turbina con motor externo.
<b>NOM-018-ENER-1997</b>	Establece las características y métodos de prueba que deben cumplir los materiales, productos componentes y elementos termo-aislantes para techos, plafones y muros de las edificaciones.

**NOM-017-ENER-1997**

Fija los límites mínimos de eficacia de las lámparas fluorescentes, con potencias hasta de 28 W y de los balastos con que operan.

**NOM-014-ENER-1997**

Establece los valores mínimos de eficiencia de los motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo de jaula de ardilla, de uso general en potencia nominal de 0.18 hasta 1,500 KW.

**NOM-013-ENER-1996**

Establece niveles de eficiencia energética en términos de valores máximos de Densidad de Potencia Eléctrica de Alumbrado (DPEA).

**NOM-010-ENER-1996**

Fija los valores mínimos de eficiencia energética que deben cumplir el conjunto motor-bomba sumergibles.

**NOM-007-ENER-1995**

Establece niveles de eficiencia energética en términos de DPEA que debe cumplir los sistemas de alumbrado en edificios no residenciales nuevos y ampliaciones de los ya existentes. También establece el método de cálculo para determinar la DPEA de los sistemas de alumbrado para uso general de edificios no residenciales.

**NOM-006-ENER-1995**

Establece los valores de eficiencia energética que deben cumplir los sistemas de bombeo para pozo profundo instalados en campo.

**NOM-004-ENER-1995**

Establece los niveles mínimos de eficiencia energética que deben cumplirse para las bombas centrífugas de uso doméstico.

Fuente: CONAE

# Tablas regionales

Tabla 1  
Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional

Área	Nombre de la región	Principales localidades	Área	Nombre de la región	Principales localidades			
<b>Noroeste</b>	<b>Sonora Norte</b>	Pto. Peñasco Nogales Cananea Nacoziari Hermosillo	<b>Central</b>	<b>Central</b>	Cd. De México Toluca Cuernavaca Tula Pachuca			
	<b>Sonora Sur</b>	Guaymas Cd. Obregón Navojoa		<b>Oriental</b>	<b>Oriental</b>	Poza Rica Mazatepec Tlaxcala Orizaba Puebla Tehuacán Veracruz Tuxpan Jalapa Acatlán		
	<b>Mochis</b>	El Fuerte Los Mochis Guasave Culiacán Mazatlán	<b>Acapulco</b>		<b>Acapulco</b>	Acapulco Chilpancingo Zihuatanejo Mezcala		
	<b>Mazatlán</b>	Mazatlán		<b>Temascal</b>	<b>Temascal</b>	Temascal Oaxaca Huautlco Pto. Escondido Los Tuxtlas Minatitlán		
<b>Norte</b>	<b>Juárez</b>	Cd. Juárez Nvo. Casas Grandes	<b>Minatitlán</b>		<b>Grijalva</b>	Salina Cruz San Cristóbal Tuxtla Gutierrez Tapachula Villahermosa Cárdenas		
	<b>Chihuahua</b>	Chihuahua Cuauhtémoc Delicias Moctezuma Camargo		<b>Peninsular</b>		<b>Lerma</b>	Escárcega Champotón Campeche Cd. Carmen	
	<b>Laguna</b>	Durango Torreón G. Palacio					<b>Mérida</b>	Mérida Motul Ticul
	<b>Río Escondido</b>	Piedras Negras Nva. Rosita Río Escondido Nuevo Laredo						<b>Cancún</b>
<b>Monterrey</b>	Monterrey Saltillo Monclova Cerralvo Reynosa Matamoros	<b>BCN</b>	<b>Mexicali</b>		Mexicali S. Luís R. Colorado			
<b>Reynosa</b>	Reynosa Matamoros			<b>Tijuana</b>	Tijuana Tecate			
<b>Huasteca</b>	Río Bravo Altamira Tampico Cd. Valles Cd. Victoria				<b>Ensenada</b>	Ensenada		
<b>Occidental</b>	<b>Guadalajara</b>					Guadalajara Tepic Pto. Vallarta Mazamitla Manzanillo Colima	<b>C. Constitución</b>	C. Constitución La Paz
<b>Manzanillo</b>	Manzanillo	<b>Cabo San Lucas</b>	Los Cabos					
<b>Ags. - SLP</b>	San Luis Potosí Zacatecas Matehuala Aguascalientes							
<b>Bajío</b>	León Gto. Irapuato Celaya Guanajuato Carapan Uruapan Salamanca Morelia Querétaro							
<b>Lázaro Cárdenas</b>	Lázaro Cárdenas Infiernillo							

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Tabla 2  
Sector Eléctrico Nacional: ventas totales por área operativa  
(GWh)<sup>1</sup>

Área	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	tmca (%) 1994-2003
<b>Total Nacional</b>	<b>99,611</b>	<b>103,292</b>	<b>111,376</b>	<b>115,227</b>	<b>122,752</b>	<b>130,598</b>	<b>137,284</b>	<b>145,127</b>	<b>155,544</b>	<b>157,475</b>	<b>160,547</b>	<b>161,337</b>	<b>4.6</b>
Variación (%)	2.92	3.70	7.83	3.46	6.53	6.39	5.12	5.71	7.18	1.24	1.95	0.49	
Noroeste	7,510	7,641	8,176	8,561	9,357	9,872	10,020	10,541	11,015	11,259	11,229	11,699	4.4
Variación (%)	2	2	7	5	9	6	1	5	4	2	0	4	
Norte	7,437	7,790	8,610	9,087	9,741	10,264	11,113	11,701	12,651	13,197	13,576	13,882	5.9
Variación (%)	2	5	11	6	7	5	8	5	8	4	3	2	
Noreste	15,720	16,274	17,801	18,675	20,490	22,209	23,746	25,629	27,565	27,773	28,633	27,006	5.2
Variación (%)	7	4	9	5	10	8	7	8	8	1	3	-6	
Occidental	19,969	21,376	23,522	24,389	26,017	27,986	29,724	31,724	34,049	33,758	34,858	35,454	5.2
Variación (%)	2	7	10	4	7	8	6	7	7	-1	3	2	
Central-CFE	1,250	1,400	1,610	1,824	2,265	2,510	2,527	2,645	2,669	2,684	2,762	2,768	7.1
Variación (%)	-4	12	15	13	24	11	1	5	1	1	3	0	
Central-LFC	22,569	22,955	23,914	23,465	24,055	25,461	26,499	27,563	29,422	29,611	29,233	28,859	2.3
Variación (%)	7	2	4	-2	3	6	4	4	7	1	-1	-1	
Subtotal													
Central	23,819	24,355	25,524	25,289	26,320	27,971	29,026	30,208	32,091	32,295	31,995	31,627	2.6
Variación (%)	6	2	5	-1	4	6	4	4	6	1	-1	-1	
Oriental	15,709	16,166	17,383	18,514	19,902	21,198	22,337	22,983	24,439	24,742	25,576	25,628	4.7
Variación (%)	-4	3	8	7	7	7	5	3	6	1	3	0	
Peninsular	2,668	2,869	3,169	3,233	3,264	3,652	3,961	4,169	4,525	4,869	5,125	5,431	6.6
Variación (%)	5	8	10	2	1	12	8	5	9	8	5	6	
Baja California	4,065	4,129	4,588	4,870	5,606	6,184	6,347	7,020	7,939	8,195	8,115	8,519	7.5
Variación (%)	6	2	11	6	15	10	3	11	13	3	-1	5	
Baja California Sur	622	626	706	691	811	845	863	944	995	1,026	1,007	1,052	5.3
Variación (%)	-2	1	13	-2	17	4	2	9	5	3	-2	4	
Pequeños													
Sistemas <sup>2</sup>	51	51	54	57	65	73	71	77	80	90	89.0	86.0	5.4
Variación (%)	2	0	6	6	14	12	-2	8	4	13	-1	-3	
Exportación	2,041	2,015	1,843	1,861	1,179	344	76	131	195	271	344.0	953.0	-7.2

tmca: tasa media de crecimiento anual

<sup>1</sup> No incluye el consumo de energía eléctrica generado por permisionarios de autoabastecimiento

<sup>2</sup> Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Tabla 3  
Ventas totales por entidad federativa y región estadística  
(GWh)

Región	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Total</b>	<b>97,570</b>	<b>101,277</b>	<b>109,533</b>	<b>113,366</b>	<b>121,573</b>	<b>130,254</b>	<b>137,209</b>	<b>144,996</b>	<b>155,349</b>	<b>157,204</b>	<b>160,203</b>	<b>160,384</b>
<b>Noroeste</b>	<b>12,197</b>	<b>12,396</b>	<b>13,470</b>	<b>14,122</b>	<b>15,774</b>	<b>16,901</b>	<b>17,230</b>	<b>18,505</b>	<b>19,949</b>	<b>20,480</b>	<b>20,354</b>	<b>21,270</b>
Baja California Sur	622	626	706	691	811	845	863	944	995	1,026	1,007	1,051
Baja California	3,862	3,923	4,359	4,627	5,326	5,875	6,030	6,669	7,542	7,785	7,678	8,050
Sonora	5,354	5,376	5,709	6,061	6,762	7,177	7,107	7,518	7,894	7,956	7,783	8,089
Sinaloa	2,359	2,471	2,696	2,744	2,875	3,004	3,230	3,374	3,518	3,713	3,886	4,080
<b>Noreste</b>	<b>22,449</b>	<b>23,314</b>	<b>25,626</b>	<b>27,052</b>	<b>29,457</b>	<b>31,658</b>	<b>33,961</b>	<b>36,404</b>	<b>39,236</b>	<b>39,989</b>	<b>40,863</b>	<b>39,235</b>
Chihuahua	4,340	4,523	5,013	5,280	5,598	5,976	6,526	6,847	7,493	7,609	7,783	8,053
Coahuila	4,526	4,644	5,041	5,258	5,941	6,558	7,259	7,748	8,299	8,753	8,958	8,741
Durango	1,249	1,319	1,488	1,683	1,801	1,893	2,002	2,155	2,289	2,269	2,334	2,347
Nuevo León	7,918	8,298	9,115	9,608	10,643	11,428	12,044	13,000	13,946	13,880	14,421	12,806
Tamaulipas	4,416	4,530	4,969	5,223	5,474	5,803	6,130	6,654	7,209	7,478	7,367	7,288
<b>Centro-Occidente</b>	<b>20,770</b>	<b>22,224</b>	<b>24,417</b>	<b>25,210</b>	<b>26,910</b>	<b>28,926</b>	<b>30,763</b>	<b>32,801</b>	<b>35,192</b>	<b>34,909</b>	<b>35,570</b>	<b>36,242</b>
Aguascalientes	1,367	1,403	1,553	1,641	1,808	1,923	1,962	1,898	2,092	2,138	1,817	1,792
Colima	831	847	981	1,019	1,163	1,187	1,201	1,284	1,345	1,249	1,289	1,163
Guanajuato	3,939	3,991	4,231	4,343	4,557	4,963	5,164	5,668	6,278	6,335	6,818	6,817
Jalisco	5,655	5,859	6,275	6,316	6,626	6,847	7,457	7,945	8,492	8,711	9,520	9,554
Michoacán	3,130	3,565	4,100	4,598	4,844	5,599	5,996	6,537	6,891	6,074	6,320	6,913
Nayarit	416	441	463	460	471	485	517	549	577	614	818	850
Querétaro	2,175	2,314	2,749	2,774	3,092	3,384	3,666	3,921	4,178	4,313	3,184	3,106
San Luis Potosí	2,262	2,722	3,006	2,998	3,216	3,357	3,535	3,624	3,920	3,985	4,124	4,355
Zacatecas	995	1,082	1,059	1,061	1,133	1,181	1,265	1,375	1,419	1,490	1,680	1,692
<b>Centro</b>	<b>28,910</b>	<b>29,731</b>	<b>31,366</b>	<b>31,199</b>	<b>32,810</b>	<b>35,080</b>	<b>36,611</b>	<b>38,239</b>	<b>40,733</b>	<b>40,993</b>	<b>41,280</b>	<b>40,969</b>
Distrito Federal	11,200	11,359	11,920	11,860	11,569	12,156	12,416	12,496	13,251	13,638	13,187	13,252
Hidalgo	1,749	1,819	1,939	1,855	1,909	2,200	2,362	2,523	2,742	2,731	3,247	3,274
México	10,459	10,728	11,197	11,117	12,402	13,147	13,593	14,477	15,349	15,162	15,201	14,732
Morelos	1,093	1,187	1,252	1,302	1,294	1,432	1,599	1,731	1,965	1,970	1,973	1,993
Puebla	3,774	3,972	4,254	4,229	4,649	5,059	5,501	5,783	6,068	6,075	6,203	6,244
Tlaxcala	635	666	804	836	987	1,086	1,140	1,229	1,358	1,417	1,469	1,474
<b>Sur-Sureste</b>	<b>13,193</b>	<b>13,561</b>	<b>14,600</b>	<b>15,726</b>	<b>16,557</b>	<b>17,617</b>	<b>18,574</b>	<b>18,970</b>	<b>20,160</b>	<b>20,744</b>	<b>22,046</b>	<b>22,582</b>
Campeche	392	425	468	482	471	522	576	583	627	692	737	815
Chiapas	954	1,026	1,099	1,171	1,207	1,278	1,348	1,306	1,397	1,522	1,759	1,820
Guerrero	1,388	1,471	1,552	1,649	1,602	1,720	1,802	1,896	2,018	2,127	2,291	2,399
Oaxaca	909	927	1,020	1,045	1,068	1,148	1,213	1,273	1,377	1,482	1,995	2,014
Quintana Roo	983	1,053	1,161	1,203	1,235	1,423	1,556	1,658	1,859	2,010	2,170	2,288
Tabasco	1,173	1,189	1,266	1,270	1,265	1,365	1,500	1,650	1,870	2,017	2,056	2,138
Veracruz	6,101	6,079	6,494	7,358	8,151	8,454	8,750	8,676	8,974	8,727	8,824	8,780
Yucatán	1,293	1,391	1,540	1,548	1,558	1,707	1,829	1,928	2,039	2,167	2,214	2,328
<b>Pequeños Sistemas</b>	<b>51</b>	<b>51</b>	<b>54</b>	<b>57</b>	<b>65</b>	<b>73</b>	<b>71</b>	<b>77</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>89</b>	<b>86</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Tabla 4  
 Datos técnicos de las principales centrales en operación, 2003

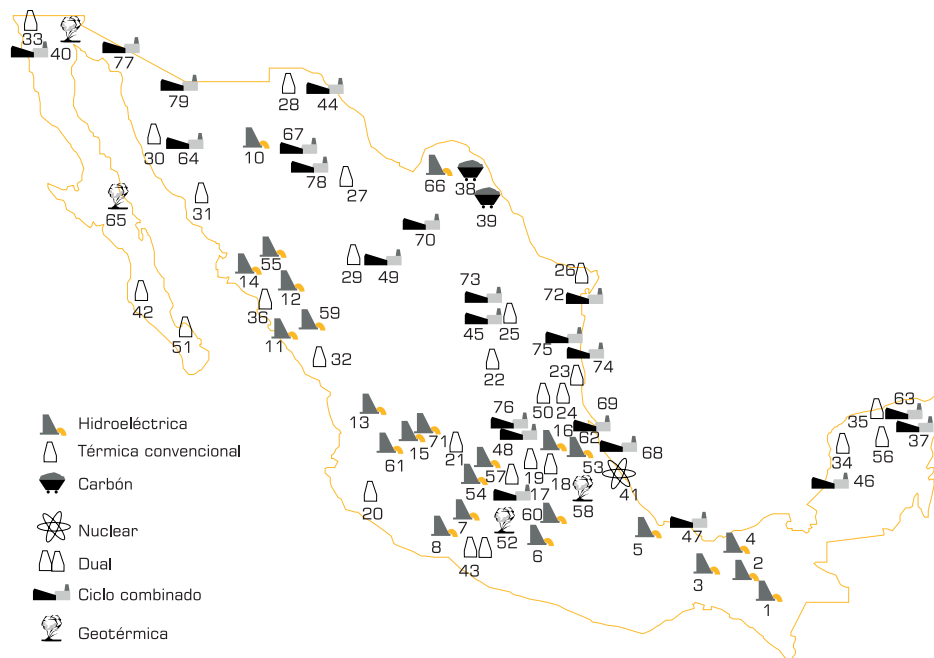
No.	Región / Central	Municipio	Estado	Tipo	Núm. de unidades	Capacidad MW	Generación GWh	Factor de planta %
<b>Total</b>					<b>599</b>	<b>44,554</b>	<b>203,554</b>	<b>52.2</b>
<b>Noroeste</b>								
10	Pdte. Elías C. (El Novillo)	Soyopa	Sonora	Hidroeléctrica	3	135	58	4.9
11	Prof. R. J. Marsal (Comedero)	Cosalá	Sinaloa	Hidroeléctrica	2	100	99	11.3
12	Bacurato	Sinaloa de Leyva	Sinaloa	Hidroeléctrica	2	92	73	9.0
14	L. Donald Colosio (Huites)	Choix	Sinaloa	Hidroeléctrica	2	422	353	9.6
30	Puerto Libertad	Pitiquito	Sonora	Vapor	4	632	3,127	56.5
31	C. Rodríguez R. (Guaymas II)	Guaymas	Sonora	Vapor	4	484	2,485	58.6
32	J. Aceves P. (Mazatlán II)	Mazatlán	Sinaloa	Vapor	3	616	3,677	68.1
33	Pdte. Juárez (Rosarito)	Rosarito	Baja California	Vapor/TG/CC	11	1,326	3,828	33.0
36	J. Dios Bätz (Topolobampo II)	Ahome	Sinaloa	Vapor	3	360	2,030	64.4
40	Cerro Prieto	Mexicali	Baja California	Geotérmica	13	720	5,112	81.0
42	Agustín Olachea	San Carlos	B. C. S.	C. interna	3	104	421	46.1
51	Punta Prieta	La Paz	B. C. S.	Vapor	3	113	600	60.9
55	27 de septiembre	El Fuerte	Sinaloa	Hidroeléctrica	3	59	111	21.3
59	Humaya	Badiraguato	Sinaloa	Hidroeléctrica	2	90	56	7.0
64	Hermosillo (PIE)	Hermosillo	Sonora	C. combinado	1	238	1,555	74.6
65	Tres Vírgenes	Comondú	B. C. S.	Geotérmica	2	10	33	37.5
77	Mexicali (PIE)	Mexicali	Baja California	C. combinado	1	489	1,641	85.3
79	Naco Nogales (PIE)	Agua Prieta	Sonora	C. combinado	1	258	572	25.3
<b>Noreste</b>								
23	Altamira	Altamira	Tamaulipas	Vapor	4	800	3,528	50.3
25	Monterrey	S. N. Garza	Nuevo León	Vapor	6	465	1,784	43.8
26	E. Portes G. (Río Bravo)	Río Bravo	Tamaulipas	Vapor/TG	4	520	2,068	45.4
27	Francisco Villa	Delicias	Chihuahua	Vapor	5	399	1,773	50.7
28	Samalayuca	Cd. Juárez	Chihuahua	Vapor	2	316	1,360	49.1
29	Guadalupe Victoria	Lerdo	Durango	Vapor	2	320	2,037	72.6
38	Río Escondido	Río Escondido	Coahuila	Carbón	4	1,200	8,387	79.8
39	Carbón II	Nava	Coahuila	Carbón	4	1,400	8,294	67.6
44	Samalayuca II	Cd. Juárez	Chihuahua	C. combinado	6	522	3,486	76.3
45	Huinalá I y II	Pesquería	Nuevo León	C. combinado/TG	8	968	4,846	57.2
49	Gómez Palacio	Gómez Palacio	Durango	C. combinado	3	200	721	41.1
66	La Amistad	Acuña	Coahuila	Hidroeléctrica	2	66	24	4.2
67	Chihuahua II (El Encino)	Chihuahua	Chihuahua	C. combinado	4	554	2,870	59.1
70	Saltillo (PIE)	Ramos Arizpe	Coahuila	C. combinado	1	248	1,306	60.2
72	Río Bravo II (PIE)	Valle Hermoso	Tamaulipas	C. combinado	1	495	3,300	76.1
73	Monterrey III (PIE)	Sn. Nicolás de los G.	Nuevo León	C. combinado	1	449	3,098	78.8
74	Altamira II (PIE)	Altamira	Tamaulipas	C. combinado	1	495	3,138	72.4
75	Altamira III y IV (PIE)	Altamira	Tamaulipas	C. combinado	1	1,036	501	23.6
78	Chihuahua III (PIE)	Juárez	Chihuahua	C. combinado	1	259	432	61.5
<b>Centro-Occidente</b>								
8	J. Ma. Morelos (Villita)	L. Cárdenas	Michoacán	Hidroeléctrica	4	295	1,171	45.3
13	Aguamilpa	Tepic	Nayarit	Hidroeléctrica	3	960	2,061	24.5
15	Agua Prieta	Zapopan	Jalisco	Hidroeléctrica	2	240	210	10.0
20	Manzanillo II	Manzanillo	Colima	Vapor	2	700	4,113	67.1
20	M. Álvarez M. (Manzanillo)	Manzanillo	Colima	Vapor	4	1,200	6,328	60.2
21	Salamanca	Salamanca	Guanajuato	Vapor	4	866	4,249	56.0
22	Villa de Reyes	Villa de Reyes	S. L. P.	Vapor	2	700	4,239	69.1
48	El Sauz	P. Escobedo	Querétaro	CC/TG	6	469	2,389	58.1
52	Azufres	Cd. Hidalgo	Michoacán	Geotérmica	14	190	852	51.3
54	Cupatitzio	Uruapan	Michoacán	Hidroeléctrica	2	72	387	61.0
57	Cóbano	G. Zamora	Michoacán	Hidroeléctrica	2	52	241	52.9
60	Lerma (Tepuxtepec, LFC)	Contepec	Michoacán	Hidroeléctrica	3	60	278	52.8
61	M. M. Dieguez (Sta. Rosa)	Amatitlán	Jalisco	Hidroeléctrica	2	61	267	49.8
71	Colimilla	Tonalá	Jalisco	Hidroeléctrica	4	51	28	6.3
76	El Sauz (Bajío, PIE)	Sn. Luis de la Paz	Guanajuato	C. combinado	1	575	4,232	84.0



<b>Centro</b>								
9	Necaxa (LFC)	J. Galindo	Puebla	Hidroeléctrica	10	109	326	34.1
16	Fernando Hiriart B. (Zimapan)	Zimapan	Hidalgo	Hidroeléctrica	2	292	985	38.5
17	Fco. Pérez R. (Tula)	Tula	Hidalgo	Vapor/CC	11	1,989	11,994	68.8
18	Valle de México	Acolman	México	Vapor/TG	10	1,087	5,425	57.0
19	Jorge Luque (LFC)	Tultitlán	México	Vapor/TG	8	362	750	23.6
53	Mazatepec	Tlaxiahuac	Puebla	Hidráulica	4	220	548	28.4
58	Humeros	Chignautla	Puebla	Geotérmica	8	40	285	81.4
62	Patla (LFC)	Zihuateutla	Puebla	Hidroeléctrica	3	37	102	31.4
<b>Sur-Sureste</b>								
1	B. Domínguez (Angostura)	Acalá	Chiapas	Hidroeléctrica	5	900	669	8.5
2	M. Moreno T.	Chicoasén	Chiapas	Hidroeléctrica	5	1,500	2,492	19.0
3	Malpaso	Tecpatán	Chiapas	Hidroeléctrica	6	1,080	1,509	16.0
4	Peñitas	Ostuacán	Chiapas	Hidroeléctrica	4	420	949	25.8
5	Temascal	San Miguel	Oaxaca	Hidroeléctrica	6	354	1,070	34.5
6	C. Ramírez U. (Caracol)	Apaxtla	Guerrero	Hidroeléctrica	3	600	1,369	26.0
7	Infiernillo	La Unión	Guerrero	Hidroeléctrica	6	1,000	3,153	36.0
24	A. López M. (Tuxpan)	Tuxpan	Veracruz	Vapor	6	2,100	13,241	72.0
34	Lerma	Campeche	Campeche	Vapor	4	150	841	64.0
35	Mérida II	Mérida	Yucatán	Vapor/TG	3	198	1,099	63.3
37	F. Carrillo Puerto	Valladolid	Yucatán	Vapor/CC	5	295	1,706	66.0
41	Laguna Verde	Alto Lucero	Veracruz	Nuclear	2	1,365	10,502	87.8
43	Pte. P. Elías C. (Petacalco)	La Unión	Guerrero	Dual	6	2,100	13,859	75.3
46	Campeche (PIE)	Palizada	Campeche	C. combinado	1	252	1,093	49.4
47	Dos Bocas	Medellín	Veracruz	C. combinado	6	452	3,013	76.1
50	Poza Rica	Tihuatlán	Veracruz	Vapor	3	117	568	55.4
56	Nachi-Cocom II	Mérida	Yucatán	Vapor/TG	3	79	297	43.0
63	Mérida III (PIE)	Mérida	Yucatán	C. combinado	1	484	3,566	84.1
68	Tuxpan II (PIE)	Tuxpan	Veracruz	C. combinado	1	495	3,540	81.6
69	Tuxpan III y IV (PIE)	Tuxpan	Veracruz	C. combinado	1	983	4,636	88.5
80	Otras	-	-	-	287	2,043	4,139	23.1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Mapa 1  
Ubicación geográfica de las principales centrales de generación 2003



Nota: Los números que aparecen en cada central corresponde a la numeración de las centrales en la tabla 4  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Tabla 5  
Evolución de la generación bruta por tecnología y región estadística  
(GWh)

Tipo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Total</b>	<b>203,555</b>	<b>209,910</b>	<b>219,736</b>	<b>232,717</b>	<b>245,009</b>	<b>259,186</b>	<b>275,991</b>	<b>292,160</b>	<b>310,267</b>	<b>328,296</b>	<b>346,387</b>
<b>Subtotal Noroeste</b>	<b>27,044</b>	<b>29,466</b>	<b>30,318</b>	<b>31,464</b>	<b>32,947</b>	<b>35,015</b>	<b>38,106</b>	<b>40,825</b>	<b>42,246</b>	<b>46,555</b>	<b>46,270</b>
Hidráulica	838	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569	1,569
Ciclo combinado	6,375	8,581	8,891	9,130	9,642	11,147	13,376	16,493	16,809	17,175	16,856
Turbogás	1,015	443	507	594	752	943	990	309	325	821	781
Combustión interna	496	916	1,106	1,127	1,373	1,396	1,390	1,427	1,410	1,442	1,428
Eólica	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Libre	0	0	0	0	0	0	0	227	1,440	4,887	6,862
Combustóleo	13,176	13,277	13,318	14,005	14,421	14,869	15,378	15,329	15,237	15,376	13,312
Geotermia	5,145	4,680	4,925	5,037	5,189	5,090	5,402	5,470	5,455	5,283	5,461
<b>Subtotal Noreste</b>	<b>53,493</b>	<b>63,110</b>	<b>65,043</b>	<b>68,097</b>	<b>75,454</b>	<b>85,805</b>	<b>88,478</b>	<b>91,459</b>	<b>103,351</b>	<b>109,351</b>	<b>115,550</b>
Hidráulica	81	224	224	297	297	297	297	297	297	297	297
Ciclo combinado	22,825	31,535	34,113	39,173	47,548	57,353	60,574	64,880	73,853	76,890	81,855
Turbogás	1,786	923	805	997	874	1,143	1,046	967	820	867	979
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	3,408	6,762	9,425
Carbón	16,681	18,838	18,921	18,696	19,363	19,849	19,340	18,896	19,363	19,849	19,340
Combustóleo	12,121	11,591	10,981	8,934	7,374	7,162	7,221	6,418	5,611	4,687	3,654
<b>Subtotal</b>											
<b>Centro-Occidente</b>	<b>31,894</b>	<b>30,772</b>	<b>31,961</b>	<b>33,404</b>	<b>34,124</b>	<b>34,833</b>	<b>35,284</b>	<b>38,641</b>	<b>40,111</b>	<b>43,888</b>	<b>49,686</b>
Hidráulica	4,956	3,555	3,555	5,120	6,462	6,462	6,462	6,462	6,462	6,462	6,462
Ciclo combinado	5,509	6,790	7,608	7,671	7,590	7,814	7,289	9,995	14,101	16,508	18,108
Turbogás	1,395	0	0	0	0	0	0	0	0	10	15
Combustión interna	251	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,869	8,170
Combustóleo	18,930	19,471	19,841	19,636	19,075	19,558	20,549	21,188	18,553	17,042	15,942
Geotermia	852	957	957	978	997	999	984	996	995	997	990
<b>Subtotal Centro</b>	<b>20,738</b>	<b>16,541</b>	<b>16,736</b>	<b>15,877</b>	<b>15,494</b>	<b>16,163</b>	<b>17,294</b>	<b>21,672</b>	<b>24,991</b>	<b>27,447</b>	<b>29,021</b>
Hidráulica	2,117	1,752	1,752	2,198	2,194	2,194	2,194	2,194	2,194	2,194	2,194
Ciclo combinado	3,168	2,370	1,822	1,906	1,986	2,205	3,801	7,246	8,696	8,951	8,738
Turbogás	2,039	61	0	0	0	0	0	0	90	191	191
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	2,255	4,137	6,380
Combustóleo	13,130	12,100	12,903	11,512	11,044	11,492	11,029	11,965	11,483	11,699	11,244
Geotermia	285	259	259	261	270	271	270	267	273	274	273
<b>Subtotal</b>											
<b>Sur-Sureste</b>	<b>70,384</b>	<b>70,020</b>	<b>75,677</b>	<b>83,873</b>	<b>86,989</b>	<b>87,369</b>	<b>96,828</b>	<b>99,562</b>	<b>99,566</b>	<b>101,053</b>	<b>105,859</b>
Hidráulica	11,762	14,411	14,738	21,459	16,465	16,382	20,190	19,106	19,362	19,381	19,367
Ciclo combinado	17,171	15,570	17,414	18,516	24,985	27,453	30,042	32,177	31,227	31,182	30,933
Turbogás	698	1,314	1,609	1,683	1,773	0	0	0	0	8	116
Combustión interna	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dual	13,859	12,570	14,870	15,265	15,591	15,402	18,813	20,568	20,870	20,620	20,860
Eólica	5	43	6	184	390	391	382	660	1,044	1,117	1,421
Libre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,131	6,640
Combustóleo	16,387	16,378	17,305	16,896	17,486	17,412	17,348	16,968	16,765	16,283	16,470
Nuclear	10,502	9,735	9,735	9,872	10,299	10,330	10,053	10,084	10,299	10,330	10,053
<b>Plantas móviles</b>	<b>1.0</b>	<b>1.0</b>	<b>2.2</b>	<b>1.2</b>	<b>1.4</b>	<b>1.5</b>	<b>1.6</b>	<b>1.7</b>	<b>1.9</b>	<b>1.9</b>	<b>1.9</b>

Nota: Debido al redondeo de cifras, los totales pudieran no corresponder exactamente.  
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

**Adiciones de capacidad por modernización**

Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.

**Adiciones de capacidad por rehabilitación**

Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.

**Arrendamiento**

Es una forma de financiamiento en la cual el arrendador (cliente) acuerda pagar una cantidad a la compañía arrendadora de equipo(s), por el derecho de usarlo(s) durante un período determinado.

**Autoabastecimiento**

Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia.

**Autoabastecimiento remoto**

Es el suministro a cargo de proyectos de autoabastecimiento localizados en un sitio diferente al de la central generadora utilizando la red de transmisión del servicio público.

**Capacidad**

Es la potencia máxima a la cual puede suministrar energía eléctrica una unidad generadora, una central de generación o un dispositivo eléctrico, la cual es especificada por el fabricante o por el usuario.

**Capacidad adicional no comprometida**

Capacidad adicional necesaria para satisfacer la demanda futura, cuya construcción o licitación aún no se ha iniciado. De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, estas adiciones de capacidad podrán ser cubiertas con proyectos de generación privados o la propia CFE.

**Capacidad adicional total**

Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.

**Capacidad bruta**

Es igual a la capacidad efectiva de una unidad, central generadora o sistema de generación.

<b>Capacidad efectiva</b>	Es la capacidad de una unidad generadora que se determina tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones, y corresponde a la capacidad de placa corregida por efecto de degradaciones permanentes debidas al deterioro o desgaste de los equipos que forman parte de la unidad.
<b>Capacidad existente</b>	Capacidad de los recursos disponibles en el sistema eléctrico (centrales de generación y compras de capacidad firme entre otras) al inicio del periodo decenal que comprende el estudio.
<b>Capacidad de placa</b>	Es la capacidad definida por el fabricante en la placa de la unidad generadora o dispositivo eléctrico. Esta capacidad se obtiene generalmente cuando la unidad es relativamente nueva y opera bajo condiciones de diseño.
<b>Capacidad de transmisión</b>	Es la potencia máxima que se puede transmitir a través de una línea de transmisión, tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: límite térmico, caída de voltaje, límite de estabilidad, etc.
<b>Capacidad neta</b>	Es igual a la capacidad bruta de una unidad, central generadora o sistema eléctrico, a la cual se le ha descontado la capacidad que se requiere para los usos propios de las centrales generadoras.
<b>Capacidad retirada</b>	Capacidad que se pondrá fuera de servicio a lo largo del periodo, por terminación de la vida útil o económica de las instalaciones o por vencimiento de contratos de compra de capacidad.
<b>Carga</b>	Es la potencia requerida por los dispositivos de consumo y se mide en unidades de potencia eléctrica (Watts); cada vez que un usuario acciona un interruptor para conectar o desconectar un aparato de consumo eléctrico produce una variación en su demanda de electricidad.
<b>Curva de carga</b>	Gráfica que muestra la variación de la magnitud de la carga a lo largo de un periodo determinado.
<b>Degradación</b>	Es la reducción obligada de la capacidad de una unidad como consecuencia de la falla o deterioro de uno de sus componentes o por cualquier otra condición limitante.
<b>Demanda</b>	Es la potencia a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado. El valor promedio dentro de cierto intervalo es igual a la energía requerida entre el número de unidades de tiempo del intervalo (MWh/h).

<b>Demanda base</b>	Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo (en la prospectiva se indica el promedio de las demandas mínimas diarias).
<b>Demanda máxima</b>	Valor máximo de las demandas horarias en el año (MWh/h).
<b>Demanda máxima coincidente</b>	Es la demanda máxima que se observa en un sistema interconectado durante cierto periodo, la cual resulta menor que la suma de las demandas máximas de las áreas que integran el sistema ya que éstas ocurren en momentos diferentes debido a la diversidad regional y estacional de los patrones de consumo de la energía eléctrica.
<b>Demanda máxima no coincidente</b>	Es la suma de las demandas máximas de las áreas de un sistema eléctrico, sin considerar el tiempo en que se presentan. La demanda máxima no coincidente es mayor o igual a la demanda máxima coincidente.
<b>Demanda media</b>	Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año (MWh/h).
<b>Disponibilidad</b>	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que una unidad generadora estuvo disponible para dar servicio, independientemente de que se haya requerido o no su operación. Este índice se calcula como el cociente entre la energía que la unidad produce anualmente con la capacidad disponible y la que generaría si estuviera utilizable 100%.
<b>Energía bruta</b>	Es la energía que debe ser suministrada por los diferentes recursos de capacidad con que cuenta el sistema eléctrico (generación propia, importación, excedentes de autoabastecedores), incluye la energía de las ventas, las pérdidas en transmisión, los usos propios de las centrales y la energía de exportación.
<b>Energía neta</b>	Es la energía total entregada a la red y es igual a la generación neta de las centrales del sistema más la energía de importaciones de otros sistemas eléctricos, más la energía adquirida de excedentes de autoabastecedores y cogeneradores.
<b>Factor de carga</b>	Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registradas en un periodo determinado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana.
<b>Factor de diversidad</b>	Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima del conjunto. Un factor mayor a uno significa que las demandas máximas no ocurren simultáneamente.

<b>Factor de planta</b>	Es un indicador del grado de utilización de la capacidad de unidades generadoras en un periodo específico. Se calcula como el cociente entre la generación media de la unidad y su capacidad efectiva.
<b>Gas dulce</b>	Gas natural que sale libre de gases ácidos de algunos yacimientos de gas no asociado o que ha sido tratado en plantas endulzadoras.
<b>Gas natural</b>	Mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por metano que se encuentra en los yacimientos en solución o en fase gaseosa con el crudo, o bien en yacimientos que no contienen aceite.
<b>Gas seco</b>	Gas Natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.
<b>Gas natural licuado</b>	Gas natural compuesto predominantemente de metano ( $\text{CH}_4$ ), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.
<b>Generación bruta</b>	Es la energía que se produce en las centrales eléctricas, medida en las terminales de los generadores. Una parte pequeña de esta energía es utilizada para alimentar los equipos auxiliares de la propia central (usos propios) y el resto es entregado a la red de transmisión (generación neta).
<b>Generación neta</b>	Es la energía eléctrica que una central generadora entrega a la red de transmisión y es igual a la generación bruta menos la energía utilizada en los usos propios de la central.
<b>Indisponibilidad</b>	Estado donde la unidad generadora esta inhabilitada total o parcialmente para suministrar energía por causa de alguna acción programada o fortuita tal como: mantenimiento, falla, degradación de capacidad y/o causas ajenas.
<b>Indisponibilidad por causas ajenas</b>	Indicador del porcentaje de tiempo que una unidad generadora esta fuera de operación a causa de la ocurrencia de algún evento o disturbio ajeno a la central como: falla en las líneas de transmisión, fenómenos naturales, falta de combustible, etc.
<b>Indisponibilidad por degradación</b>	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora disminuyó su potencia máxima, sin salir de línea, por problemas de funcionamiento en algunos de sus componentes.
<b>Indisponibilidad por fallas</b>	Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad o central generadora estuvo fuera de operación, debido a la salida total de una

**Indisponibilidad por mantenimiento**

unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.

**Margen de reserva**

Factor que indica el porcentaje de tiempo en que la unidad estuvo no disponible debido a las salidas para realizar los trabajos propios de conservación del equipo principal.

**Margen de reserva operativo**

Diferencia entre la capacidad bruta y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente.

Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada en porcentaje de la demanda máxima coincidente. Donde la capacidad disponible es igual a la capacidad efectiva del sistema, menos la capacidad fuera de servicio por mantenimiento, falla, degradación y causas ajenas.

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} \times 100\%$$

$$\text{Margen de reserva} = \frac{\text{Capacidad efectiva bruta disponible} - \text{Demanda máxima bruta coincidente}}{\text{Demanda máxima bruta coincidente}} \times 100\%$$

Donde:

Capacidad efectiva bruta disponible = Capacidad efectiva bruta - Capacidad indisponible por mantenimiento, falla, degradación o causas ajenas.

Los valores mínimos adoptados para la planeación del *Sistema Interconectado* (SI) y del área noroeste, son los siguientes:

Margen de reserva = 27%

Margen de reserva operativo = 6%

Estos niveles se consideran adecuados cuando no hay restricciones en la red de transmisión.

Para el área de Baja California se adopta como valor mínimo de capacidad de reserva, después de descontar la capacidad indisponible por mantenimiento, lo que sea mayor de: a) La capacidad de la unidad mayor ó b) 15% de la demanda máxima.

Para el área de Baja California Sur se adopta como valor mínimo de capacidad de reserva el total de la capacidad de las dos unidades mayores.

**Megawatt (MW)**

Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts.

**Megawatt hora (MWh)**

Energía consumida por una carga de un MW durante una hora.

**Pérdidas**

Término aplicado a la energía (MWh) o a la potencia eléctrica (MW), que se pierde en los procesos de transmisión y distribución. Las pérdidas se deben principalmente a la transformación de una parte de la energía eléctrica en calor disipado en los conductores o aparatos.

**Permisionario**

Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.

<b>Proyecto de autoabastecimiento</b>	Desarrollo de una unidad de generación construida por particulares, con la finalidad de abastecer los requerimientos de energía eléctrica propia o entre los miembros de una sociedad de particulares.
<b>Red</b>	Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía.
<b>Sector eléctrico</b>	Conjunto de participantes, públicos y privados, que intervienen en los procesos de generación, transmisión, y distribución de la energía eléctrica.
<b>Sincronismos</b>	Es la forma en que todos los generadores conectados a una red de corriente alterna deben mantenerse operando para garantizar una operación estable del sistema eléctrico. En esta forma de operación, la velocidad eléctrica de cada generador (velocidad angular del rotor por el número de pares de polos) se mantiene igual a la frecuencia angular del voltaje de la red en el punto de conexión.
<b>Sistema eléctrico</b>	Integrado por los participantes públicos y privados, conectados a la red eléctrica nacional, y que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.
<b>Sistema mallado</b>	Un sistema eléctrico se considera fuertemente mallado cuando las subestaciones que lo integran están conectadas entre sí mediante múltiples enlaces, lo que permite preservar la operación estable del sistema ante la desconexión súbita de algunos de sus elementos.
<b>Subestación</b>	Conjunto de equipos eléctricos, localizados en un mismo lugar y edificaciones necesarias para la conversión o transformación de energía eléctrica a un nivel diferente de tensión, y para el enlace entre dos o más circuitos.
<b>Suministrador</b>	Comisión Federal de Electricidad y/o Luz y Fuerza del Centro.
<b>Voltaje</b>	Potencia electromotriz medida en voltios entre dos puntos.



<b>CAT</b>	Construcción Arrendamiento-Transferencia.
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía.
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad.
<b>CONAE</b>	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.
<b>COPAR</b>	Costos y Parámetros de Referencia.
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía.
<b>DOF</b>	Diario Oficial de la Federación.
<b>EPE</b>	El Paso Electric Company.
<b>EUA</b>	Estados Unidos de América.
<b>IEA</b>	International Energy Agency
<b>LFC</b>	Luz y Fuerza del Centro.
<b>LSPEE</b>	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
<b>OCDE</b>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.
<b>OLADE</b>	Organización Latinoamericana de Energía.
<b>OPF</b>	Obra Pública Financiada.
<b>PIE</b>	Producción Independiente de Energía.
<b>PEMEX</b>	Petróleos Mexicanos.
<b>PIDIREGAS</b>	Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo.

<b>SENER</b>	Secretaría de Energía.
<b>UPI</b>	Unidad de Promoción de Inversiones.
<b>WSCC</b>	Western Systems Coordinating Council.

# Consulta base para la elaboración de la prospectiva

*Desarrollo del mercado eléctrico 1999-2013.* Comisión Federal de Electricidad. México, D.F., 2003.

El estudio del mercado eléctrico es una actividad fundamental para actualizar los programas de expansión a 10 años del sector eléctrico. El estudio se enfoca a obtener estimaciones de la potencia y la energía que se requerirá suministrar en el próximo decenio.

*Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico "Copar" (tomos de generación, transmisión y transformación).* Comisión Federal de Electricidad. México D.F., 2003.

Información básica para evaluar financiera y económicamente los proyectos del presentados en el programa de expansión del sector eléctrico. Identifica los costos y parámetros de referencia para evaluar las diferentes tecnologías en el mercado, y elegir la de mínimo costo.

*Modelos econométricos sectoriales para la proyección del mercado eléctrico 2003-2012.* Comisión Federal de Electricidad. México D.F., 2003.

Vinculan la evolución de la demanda y las ventas sectoriales con indicadores de la actividad económica, demográfica y con los precios de los energéticos utilizados en la generación eléctrica.

*Informe de operación y Estadísticas por entidad federativa 2003.* Comisión Federal de Electricidad. México D.F., 2003.

Este documento es un resumen de las actividades realizadas a lo largo del año, donde se exponen los avances obtenidos en materia financiera, de construcción, capacidad instalada, generación de electricidad, transmisión, distribución, comercialización, protección ambiental y ahorro de energía, entre otros.



# Referencias para la recepción de comentarios

117

Los particulares interesados en aportar comentarios, realizar observaciones o formular consultas pueden dirigirse a:

Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico  
Secretaría de Energía  
Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle  
México D.F. 03100  
Tel: 5000-6000 ext. 2207

Coordinación de la publicación:  
Dirección General de Planeación Energética  
Tel: 5000-6000 ext. 2207 y 2208  
E-mail: [prospectivas@energia.gob.mx](mailto:prospectivas@energia.gob.mx)

Los particulares que deseen precisar la información sobre las alternativas de inversión en el sector, favor de dirigirse a:

Unidad de Promoción de Inversiones  
Secretaría de Energía  
Tel: 50 00 60 00 / 1050 - 1020

## **Direcciones electrónicas de interés sobre el sector:**

Secretaría de Energía	<a href="http://www.energia.gob.mx">http://www.energia.gob.mx</a>
Comisión Federal de Electricidad	<a href="http://www.cfe.gob.mx">http://www.cfe.gob.mx</a>
Luz y Fuerza del Centro	<a href="http://www.lfc.gob.mx">http://www.lfc.gob.mx</a>
Petróleos Mexicanos	<a href="http://www.pemex.gob.mx">http://www.pemex.gob.mx</a>
Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía	<a href="http://www.conae.gob.mx">http://www.conae.gob.mx</a>
Comisión Reguladora de Energía	<a href="http://www.cre.gob.mx">http://www.cre.gob.mx</a>
Fideicomiso para el Ahorro de Energía	<a href="http://www.fide.org.mx">http://www.fide.org.mx</a>
Instituto de Investigaciones Eléctricas	<a href="http://www.iie.org.mx">http://www.iie.org.mx</a>
Instituto Mexicano del Petróleo	<a href="http://www.imp.mx">http://www.imp.mx</a>
Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares	<a href="http://www.inin.mx">http://www.inin.mx</a>
Comisión Nacional de Seguridad Nacional y Salvaguardas	<a href="http://www.cnsns.gob.mx">http://www.cnsns.gob.mx</a>



Esta primera edición de la *Prospectiva del sector eléctrico 2004-2013*, de la Dirección General de Planeación Energética, Sener, se terminó de imprimir en .... de 2003 en .... México, D.F. La producción editorial estuvo a cargo de Teresa Mira Hatch, María Eugenia Silva Romo. Se tiraron 1,000 ejemplares.



