

# PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028







# PROSPECTIVA DE ELECTRICIDAD

2014-2028



**SENER**  
SECRETARÍA DE ENERGÍA

MÉXICO, 2014



## SECRETARÍA DE ENERGÍA

**Pedro Joaquín Coldwell**

Secretario de Energía

**Leonardo Beltrán Rodríguez**

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

**Cesar Emilio Hernández Ochoa**

Subsecretario de Electricidad

**María de Lourdes Melgar Palacios**

Subsecretaria de Hidrocarburos

**Gloria Brasdefer Hernández**

Oficial Mayor

**Rafael Alexandri Rionda**

Director General de Planeación e Información Energéticas

**Víctor Manuel Avilés Castro**

Director General de Comunicación Social



## ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

### **Rafael Alexandri Rionda**

Director General de Planeación e Información Energéticas

([ralexandri@energia.gob.mx](mailto:ralexandri@energia.gob.mx))

### **Luis Gerardo Guerrero Gutiérrez**

Director de Integración de Prospectivas del Sector

([lguerrero@energia.gob.mx](mailto:lguerrero@energia.gob.mx))

### **Fabiola Rodríguez Bolaños**

Subdirectora de Integración de Política Energética

([frodriguez@energia.gob.mx](mailto:frodriguez@energia.gob.mx))

### **Alain de los Ángeles Ubaldo Higuera**

Subdirectora de Políticas de Combustibles

([aubaldo@energia.gob.mx](mailto:aubaldo@energia.gob.mx))

### **Ana Lilia Ramos Bautista**

Jefa de Departamento de Política Energética

([aramos@energia.gob.mx](mailto:aramos@energia.gob.mx))

### **Francisco Rueda Moreno**

Jefe del Departamento de Programas Sectoriales

([frueda@energia.gob.mx](mailto:frueda@energia.gob.mx))

### **Portada:**

Diseño de portada: Karimi Anabel Molina Garduño. (Jefa del Departamento de Diseño Gráfico).

Apoyo administrativo: María de la Paz León Femat, Maricela de Guadalupe Novelo Manrique.

2014. Secretaría de Energía



## AGRADECIMIENTOS

Comisión Federal de Electricidad  
Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía  
Comisión Reguladora de Energía  
Dirección Corporativa de Operaciones de PEMEX  
PEMEX Corporativo  
Secretaría de Hacienda y Crédito Público  
Subsecretaría de Hidrocarburos  
Subsecretaría de Electricidad  
Instituto Mexicano del Petróleo  
Instituto de Investigaciones Eléctricas  
Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

# ÍNDICE

Índice de Cuadros .....	9
Índice de Cuadros Estadísticos.....	10
Índice de Figuras.....	11
Presentación .....	15
Introducción .....	17
Resumen ejecutivo.....	19
<b>1. Capítulo Uno. Nuevo marco legal y regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional. ....</b>	<b>21</b>
1.1. La Reforma Energética .....	21
1.2. Leyes Secundarias.....	26
1.2.1. Ley de la Industria Eléctrica .....	26
1.2.2. Ley de los Órganos Reguladores.....	30
1.2.3. Ley de la Comisión Federal de Electricidad.....	33
1.3. Reglamentos para la planeación del Sector Eléctrico.....	34
<b>2. Capítulo Dos. Evolución y tendencias del Sector Eléctrico a nivel Mundial. ....</b>	<b>35</b>
2.1. Consumo de Electricidad .....	36
2.2. Capacidad Instalada de Electricidad.....	37
2.3. Generación de Electricidad.....	39
2.3.1. Generación por Combustibles Fósiles.....	39
2.3.2. Generación por Combustibles no Fósiles.....	41
2.4. Interconexión.....	43
2.5. Tendencias mundiales de las fuentes de energía para la generación eléctrica al 2040....	44
2.6. Avances tecnológicos del sector eléctrico y su aplicación en México.....	46
2.6.1. Instituto de Investigaciones Eléctricas.....	46
2.6.2. Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares.....	47
<b>3. Capítulo Tres. Mercado Eléctrico Nacional 2003-2013.....</b>	<b>49</b>
3.1. Consumo nacional de energía eléctrica.....	49
3.1.1. Ventas sectoriales .....	51
3.1.2. Ventas regionales .....	53
3.1.3. Ventas por usuario .....	56
3.2. Demanda del Sistema Interconectado Nacional .....	57
3.2.1. Demanda máxima coincidente.....	57
3.2.2. Demanda bruta operativa.....	57
3.2.3. Comportamiento horario y estacional .....	58
3.3. Estructura tarifaria .....	60
3.4. Sistema Eléctrico Nacional.....	61
3.4.1. Capacidad instalada.....	62
3.4.2. Generación de energía eléctrica.....	70
3.4.3. Evolución del Margen de Reserva.....	74
3.4.4. Capacidad de Transmisión y Distribución.....	75
3.5. Comercio exterior .....	77
3.5.1. Interconexiones para comercio exterior .....	79
3.6. Balance nacional de energía eléctrica.....	80



## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 3. 1. Consumo Nacional de Energía Eléctrica, 2003-2013.....	51
Cuadro 3. 2. Ventas Internas de Energía Eléctrica por Sector, 2003-2013.....	52
Cuadro 3. 3. Demanda Máxima Coincidente del SIN, 2003-2013.....	57
Cuadro 3. 4. Demanda Bruta Operativa del SIN, 2003-2013.....	58
Cuadro 3. 5. Costos Unitarios de Generación de Energía Eléctrica en la CFE, 2013.....	61
Cuadro 3. 6. Adiciones, Modificaciones y Retiros, 2013.....	63
Cuadro 3. 7. Capacidad Promedio Autorizada por Permiso de Generación Eléctrica Otorgado, 2013.....	70
Cuadro 3. 8. Generación Anual de Energía Eléctrica de Permisos por Modalidad, 2003-2013.....	74
Cuadro 3. 9. Capacidad Instalada en Subestaciones de Transmisión y Distribución, 2003-2013.....	77
Cuadro 3. 10 Comercio Exterior de Energía Eléctrica, 2003-2013.....	78
Cuadro 4. 1. Evolucion y Crecimiento de la Demanda Máxima Autoabastecida.....	93
Cuadro 4. 2. Evolucion y Crecimiento Esperado del Consumo Autoabastecido.....	94
Cuadro 4. 3. Capacidad Adicional por Tecnología en 2013-2028.....	106
Cuadro 4. 4. Evolución Esperada de la Capacidad del Mercado Eléctrico.....	109
Cuadro 4.5. Margen de Reserva del Sistema de Baja California.....	116
Cuadro 4.6 Margen de Reserva del Sistema de Baja California Sur.....	116
Cuadro 4.7 Combustibles Requeridos para Generación de Energía Eléctrica,.....	122
Cuadro 4.8 Proyectos de Cogeneración y Autoabastecimiento.....	125
Cuadro 4.9 Resumen del Programa de Líneas de Transmisión 2014-2028.....	130
Cuadro 4.10 Resumen del Programa de Subestaciones.....	130
Cuadro 4.11 Metas Programadas en Proyectos de las Divisiones de Distribución 2014-2023.....	131



## ÍNDICE DE CUADROS ESTADÍSTICOS

Cuadro 3 A	Ventas de Energía Eléctrica del Servicio Público por Entidad Federativa, 2003-2013.....	136
Cuadro 3 B	Ventas de Energía Eléctrica por Usuario y Entidad Federativa, 2003-2013.....	137
Cuadro 3 C	Capacidad Efectiva del Servicio Público por Tipo de Central, 2003-2013.....	138
Cuadro 3 D	Evolución de la Capacidad Efectiva Instalada del Servicio Público por Región y Tecnología, 2003-2013.....	139
Cuadro 3 E	Situación de los Permisos Vigentes de Generación Eléctrica, 2013.....	140
Cuadro 3 F	Permisos Otorgados bajo la Modalidad PIE al cierre de 2013.....	141
Cuadro 3 G	Generación Bruta en el Servicio Público por tipo de central, 2003-2013.....	141
Cuadro 3 H	Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Baja Tensión, 2003-2013.....	142
Cuadro 3 I	Balance de Energía Eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional, 2003-2013.....	143
Cuadro 4 A	Crecimiento anual del PIB en 2003-2012.....	144
Cuadro 4 B	Crecimiento real de las ventas más Proyectos por particulares, 2003-2012.....	144
Cuadro 4 C	Proyección de las ventas más Proyectos por particulares de energía eléctrica. Escenario de Planeación.....	145
Cuadro 4 D	Crecimiento medio anual de ventas más Proyectos por particulares de electricidad ..	145
Cuadro 4 E	Consumo bruto del SEN <sup>1/</sup> .....	146
Cuadro 4 F	Pérdidas totales por área del SEN.....	147
Cuadro 4 G	Ventas de energía asociada a la reducción de pérdidas no-técnicas del SEN.....	147



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1.	Marco Legal y Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional .....	25
Figura 1. 2.	La Nueva Industria Eléctrica.....	27
Figura 1. 3.	Suministradores .....	28
Figura 1. 4.	Certificados .....	30
Figura 1. 5.	Estructura Orgánica del Consejo de Coordinación. ....	31
Figura 1. 6.	Nueva Estructura del SEN.....	33
Figura 2. 1	Retos Mundiales en Materia de Energia.....	35
Figura 2. 2	Consumo de Electricidad.....	36
Figura 2. 3	Consumo Final de Electricidad a Nivel Mundial, 2012.....	37
Figura2. 4	Capacidad de Generación de Energía Eléctrica en Países Miembros de la OCDE, 2012. ....	38
Figura 2. 5	Capacidad de Generación de Energía Eléctrica para Norteamérica, 2012 .....	39
Figura 2. 6	Fuentes primarias y combustibles para generación de electricidad en países seleccionados, 2012 .....	40
Figura 2. 7	Generación eléctrica mundial por fuentes renovables, 2012 .....	41
Figura 2. 8	Reactores nucleares en Operación Comercial y en Construcción por Región.....	43
Figura 2. 9	Prospectiva Mundial de población 2011-2040.....	44
Figura 2. 10	Tendencia Mundial de las Fuentes De Energia Para La Generación Electrica .....	45
Figura 3. 1.	Consumidores facturados .....	50
Figura 3. 2.	Evolución del PIB y el consumo nacional de energía eléctrica, 2003-2013.....	50
Figura 3. 3.	Ventas Internas de energía eléctrica, 2013.....	51
Figura 3. 4.	Evolucion sectorial de las ventas internas de energía eléctrica, 2003-2013. ....	52
Figura 3. 5.	Regionalización estadística del mercado nacional de energía eléctrica.....	53
Figura 3. 6.	Estructura de las ventas internas por entidad federativa y región estadística, 2013.. .....	54
Figura 3. 7.	Ventas de energía eléctrica por usuario y entidad federativa, 2003-2013 .....	56

Figura 3. 8.	Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máximas .....	58
Figura 3. 9.	Curvas típicas de carga horaria respecto a la demanda máximas .....	59
Figura 3. 10.	Precio medio de la energía por tipo de usuario, 2003-2013 .....	60
Figura 3. 11.	Regiones del sistema eléctrico nacional .....	61
Figura 3. 12.	Capacidad efectiva instalada nacional, 2013 .....	62
Figura 3. 13.	Capacidad efectiva por entidad federativa, 2013 .....	65
Figura 3. 14.	Distribucion de la capacidad efectiva nacional del servicio publico por región y tecnología, 2013 .....	66
Figura 3. 15.	Participacion de la capacidad de generacion eléctrica de permisionarios, 2013 .....	67
Figura 3. 16.	Evolucion de la capacidad instalada para generacion eléctrica de los permisionarios por modalidad, 2003-2013 .....	68
Figura 3. 17.	Distribucion porcentual de los permisos autorizados y la capacidad autorizada, 2013 .....	68
Figura 3. 18.	Evolucion de la capacidad de generación de los permisionarios 2010-2013 .....	69
Figura 3. 19.	Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 2013 .....	71
Figura 3. 20.	Generacion bruta en el servicio público y participación por tipo de fuente energética, 2003-2013 .....	71
Figura 3. 21.	Generación bruta en el servicio publico por fuente de energía utilizada, 2003 Y 2013 .....	72
Figura 3. 22.	Generación bruta en el servicio público por fuente de energía utilizada, 2003-2013 .....	73
Figura 3. 23.	Evolucion del margen de reserva y margen de reserva operativo del SIN, 2003-2013 .....	75
Figura 3. 24.	Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 2013 .....	76
Figura 3. 25.	Capacidad de transmisión entre regiones del SEN, 2013 .....	80
Figura 4. 1.	Evolucion del pib y consumo nacional de energía eléctrica .....	84
Figura 4. 2.	Trayectorias de precios de combustibles .....	85
Figura 4. 3.	Tipo de tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica .....	86
Figura 4. 4.	Trayectorias del precio medio total de electricidad. Escenario de planeación 2014-2028 .....	87

Figura 4. 5.	Trayectoria ahorro pronase.....	88
Figura 4. 6.	Ahorro pronase, ventas de energía eléctrica y proyectos por particulares. Escenario de planeación .....	89
Figura 4. 7.	Crecimiento medio anual de ventas de electricidad por sector. ....	90
Figura 4. 8	Crecimiento medio anual del consumo bruto por área .....	91
Figura 4. 9.	Consumo Bruto Por Región, 2013 y 2028. ....	92
Figura 4. 10.	Evolucion y crecimiento esperado de la demanda maxima autoabastecida .....	93
Figura 4. 11.	Evolucion y crecimiento esperado del consumo autoabastecido .....	94
Figura 4. 12.	Comparacion con y sin programa de reduccion de pérdidas en energía eléctrica del SEN. ....	95
Figura 4. 13.	Pérdidas totales técnicas y no técnicas del SEN.....	96
Figura 4. 14.	Crecimiento medio anual de la demanda maxima bruta por área.....	97
Figura 4. 15.	Demanda maxima bruta, 2013 y 2028.....	98
Figura 4. 16.	Evolución de la capacidad de proyectos por particulares .....	102
Figura 4. 17.	Programa de retiros de unidades generadoras.....	103
Figura 4. 18.	Estimación De La Disponibiliad Del Parque De Generación, SIN. ....	105
Figura 4. 19.	Adiciones de capacidad 2013-2028.....	106
Figura 4. 20.	Centrales terminadas o en proceso de construcción legadas y legadas externas .....	108
Figura 4. 21.	Evolucion de la capacidad .....	110
Figura 4. 22.	Participacion de tecnologías en la capacidad de generación.....	111
Figura 4. 23	Evolución de la capacidad del mercado eléctrico, sistema y sector eléctrico .....	112
Figura 4.24	Participación de tecnologías en la capacidad de generación, sistema eléctrico .....	113
Figura 4. 25	Participacion de tecnologías en la capacidad de generación, sector eléctrico .....	114
Figura 4.26.	Margen de reserva, SIN .....	115
Figura 4.27	Margen de reserva regional, sistemas interconectados norte y sur .....	117
Figura 4.28	Margen de reserva regional, áreas norte y noroeste .....	117
Figura 4.29	Margen de reserva regional, áreas noreste y occidental .....	117

Figura 4.30	Margen de reserva regional, áreas central y oriental .....	118
Figura 4.31	Margen de reserva regional, área peninsular y SIN .....	118
Figura 4.32	Capacidad bruta por tipo de combustible, mercado eléctrico .....	119
Figura 4.33	Capacidad bruta por tipo de combustible, sistema eléctrico .....	120
Figura 4.34	Generación bruta por tipo de tecnología, mercado eléctrico.....	121
Figura 4.35	Generación bruta por tipo de tecnología, sistema eléctrico.....	121
Figura 4. 36	Evolucion de los combustibles requeridos, mercado eléctrico.....	122
Figura 4.37	Proyeccion del gas natural requerido, con y sin NGL .....	123
Figura 4.38	Proyeccion de carbón requerido, con y sin NGL.....	124
Figura 4.39	Comparativo de los requerimientos de gas.....	126
Figura 4. 40	Comparativo de los requerimientos de combustóleo.....	127
Figura 4.41	Comparativo de los requerimientos de carbón .....	127
Figura 4.42	Generacion bruta por tecnología, sistema eléctrico nacional .....	128
Figura 4.43	Evolución de la generacion bruta por tecnología, SEN.....	128



## PRESENTACIÓN

Con el nuevo marco legal de la Reforma Energética, auspiciada por el presidente Enrique Peña Nieto, el sector energético se enfrenta a uno de los retos más importantes de las últimas cinco décadas, su renovación y funcionamiento eficiente.

La trascendencia de esta Reforma radica en que permitirá el fortalecimiento de la soberanía nacional a través de una mayor seguridad energética. Además de que impulsará un rápido crecimiento económico, generando oportunidades de desarrollo y empleo para cientos de miles de mexicanos.

Aunado a esto, una de las grandes transformaciones derivadas de la Reforma Energética, es que la industria eléctrica operará a través de un mercado de energía en el que participen empresas públicas y privadas en igualdad de condiciones, con el fin de ofrecer electricidad a precios competitivos para la industria, los servicios y el campo, y más asequibles para las familias. Con el aseguramiento del abasto racional de energía eléctrica a lo largo del país se mantiene una estrategia fundamental para dar una mejor calidad de vida a los mexicanos.

El compromiso de la presente Administración, es el garantizar el progreso de México modernizando el modelo del sector eléctrico y manteniendo siempre la rectoría de éste. El cambio de paradigma no es reto sencillo, se requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir.

En este sentido, dada su importancia en la economía nacional como palanca de desarrollo, la planeación del sector energético requiere de objetivos bien definidos. Su estructuración estratégica, debe de estar asentada en una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad.

La prospectiva del sector Eléctrico 2014-2028 es un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del mercado eléctrico a nivel nacional e internacional, así como un ejercicio de planeación de la expansión prevista en nuestro país durante los próximos años, representando una visión de los posibles escenarios del mercado eléctrico, y sirviendo así como un punto de apoyo en las decisiones estratégicas que requiere el país.



## INTRODUCCIÓN

México hoy en día se enfrenta a una serie de cambios estructurales donde el sector energético ha evolucionado hacia un nuevo modelo, cuyo paradigma se encuentra en el aprovechamiento de los recursos naturales que tiene el país. En la necesidad constante de utilizarlos de manera óptima, siempre en beneficio de la nación, se ha posibilitado una mayor participación del sector privado que permitirá una profunda transformación y modernización del modelo energético nacional.

Así, la Reforma Constitucional en materia de energía, y las leyes secundarias que de ella emanan, permiten sentar las bases legales para una adecuada estructuración del sector, mediante herramientas jurídicas que avalen el abasto de energía.

En el caso específico del subsector eléctrico, éste se considera estratégico para el desarrollo económico del país. La planeación a largo plazo del mismo debe garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los sectores de la población y, con ello, cumplir los objetivos y metas planteados, dando como resultado beneficios a toda la sociedad mexicana. Para ello, la Secretaría de Energía está facultada para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica. Asimismo, debe dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)<sup>1</sup>. Esta planeación considera aspectos esenciales y fundamentales como el margen de reserva de capacidad de generación y la diversificación del portafolio de generación con una mayor participación de fuentes no fósiles.

La Prospectiva del Sector Eléctrico se divide en cuatro capítulos. En el primero se presenta tanto el marco legal como regulatorio del SEN. Además, se incluyen los aspectos más relevantes de la Reforma Energética y su legislación secundaria.

En el capítulo dos se describe la evolución del mercado eléctrico internacional. En él se profundiza en las tendencias de oferta, consumo, eficiencia y nuevas tecnologías de generación, en el marco del contexto de la sustentabilidad energética. Además, incluye cifras históricas de capacidad instalada, fuentes de energía para la generación eléctrica y consumos de combustibles, con una desagregación por tipo de tecnología, región y país.

El tercer capítulo muestra la evolución del mercado eléctrico nacional en la última década, incluyendo la estadística del consumo nacional de electricidad, ventas sectoriales del servicio público, comportamiento estacional de la demanda, permisos de generación y estructura tarifaria. Asimismo, se detalla la composición de la infraestructura para la generación y transmisión de energía eléctrica dirigida al suministro del servicio público.

En el último capítulo se describen las variables que empleadas para la determinación de las proyecciones y su comportamiento, al efecto que han tenido en los últimos años en el sector eléctrico, y la trayectoria de planeación del consumo, demanda y oferta de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional para el periodo 2014-2028.

Finalmente, se incluyen anexos que contienen una descripción general de los modelos econométricos utilizados en las proyecciones del consumo de energía eléctrica, un anexo de cuadros estadísticos y un glosario.

---

<sup>1</sup> [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014)



## RESUMEN EJECUTIVO

Uno de los objetivos principales de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2014-2028 es proporcionar información detallada sobre la situación internacional del sector, la evolución histórica del mercado eléctrico nacional, el crecimiento esperado de la demanda y los requerimientos de capacidad necesarios para satisfacerla en los próximos años. Por ello, la Prospectiva es una herramienta de análisis para los sectores público y privado que permite la oportuna toma de decisiones.

### Marco Regulatorio

El marco legal y regulatorio tuvo cambios importantes dando pie al nuevo modelo de política energética nacional. El 20 de Diciembre de 2013 se promulgó la reforma al párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que mantiene y reafirma el carácter estratégico de la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como de las actividades relativas a la transmisión y distribución de energía eléctrica, a las cuales se les otorga el carácter de servicio público en las que, consecuentemente, el Estado ejerce el control y exclusividad.

Así, la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, que constituyen las actividades en las que se divide esta industria, representan áreas de oportunidad en las que es viable y deseable la participación de empresas particulares, en aras de una mayor y mejor oferta de energía eléctrica para todos los mexicanos. Cabe mencionar que la Nación conservará la planeación y el control del SEN y la prestación del servicio público de transmisión y distribución.

La reforma es la solución para hacer frente a una de las problemáticas que se ha presentado en el sector eléctrico: los altos costos de generación de electricidad. Esto ha sido ocasionado, en parte, por la falta de competencia, que resulta en que dichos costos se transfieran a tarifas no competitivas, principalmente si se comparan con aquellas que se tienen en los Estados Unidos de América.

Por otra parte, el paquete de legislación secundaria derivado de la reforma, materializa las bases legales para un adecuado y más productivo aprovechamiento de las riquezas naturales con las que cuenta el país, potencializando y reflejando más y mayores beneficios para los mexicanos. Con las nuevas atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), se fortalece al sector energético acorde a las necesidades de su nuevo modelo, brindándoles las herramientas que el sector requiere.

La Ley de la Industria Eléctrica<sup>2</sup> establece obligaciones en materia de energías limpias, acceso abierto, suministro, servicio universal y electrificación a los participantes de esta industria. Con la finalidad de lograr un despacho eficiente, la Ley privilegia la energía generada de menor costo en beneficio de los usuarios finales.

### Panorama Internacional

En los últimos años, el nivel de desarrollo de los países se ha reflejado de manera notoria en su consumo de electricidad. Las economías desarrolladas presentan una disminución en el dinamismo de su crecimiento, mientras que las economías no desarrolladas han tenido un crecimiento sostenido en los últimos años. Uno de las grandes premisas del Sector Eléctrico es que, a medida que los países se industrializan, se consume más electricidad, por ello los incrementos de demanda se encuentran asociados a aquellos países cuyo crecimiento económico es más dinámico.

---

<sup>2</sup> En sustitución a la Ley del Servicio Público del Sector Eléctrico (LSPEE).

En el año 2012, el consumo mundial de electricidad fue de 18,915 TWh, donde el sector con mayor consumo registrado fue el industrial, con el 42.3%. Con respecto a la capacidad instalada de electricidad, Estados Unidos es el país predominante con un total de 1,067.4 GWh. En ese mismo año, en materia de generación de electricidad, los países emergentes registraron 11,833.4 TWh.

Finalmente, a nivel mundial, existen fuertes problemáticas que se espera erradicar en los siguientes años. Una de las más importantes, por el impacto ambiental que tiene, es el aumento constante en el consumo de carbón. Como medida para mitigar las emisiones derivadas del uso de este combustible en la generación se han intensificado los esfuerzos por desarrollar tecnologías de captura y secuestro de carbono; sin embargo, a la fecha los avances han sido limitados.

### **Panorama Nacional**

En 2013, el consumo nacional de energía eléctrica se ubicó en 236,419 GWh, 1.0% mayor respecto a 2012. Las ventas internas de electricidad disminuyeron respecto al año anterior 0.2%, no así el consumo autoabastecido que presentó una recuperación que lo llevó a ubicarse en 29,039 GWh, es decir presentó un incremento de 10.6%.

Ese mismo año, la capacidad instalada nacional se ubicó en 64,456.3 MW, 1.1% mayor que la registrada el año previo. De esta capacidad, el servicio público (centrales legadas y externas legadas) tuvo una participación de 83.8% (54,034.9 MW).

La generación total de energía se ubicó en 297,546 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisionarios, de los cuales el 87% provino del servicio público.

En materia de conducción, al cierre del 2013, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 864,862 km, lo que representó un aumento de 11,372 km, respecto al año anterior.

### **Escenario Prospectivo**

La Prospectiva del sector eléctrico 2014-2028, elaborada con base en las expectativas de crecimiento económico y de evolución de los precios de los combustibles aprobados en 2013, presenta las estimaciones y la evolución esperada de la demanda, así como el consumo de energía eléctrica para el período de interés, por sector económico de consumo y por área de control del Sistema Eléctrico Nacional.

Es pertinente aclarar que, ante los cambios presentados durante la realización de este documento derivados de la Reforma Energética, y a los múltiples ajustes que se han hecho en la economía nacional. El ejercicio de esta planeación, consideró una tasa media de crecimiento anual del PIB global de 3.5%, con un crecimiento esperado de 4.4% para el consumo de energía eléctrica durante el mismo período.

En consecuencia, la expansión de capacidad necesaria para atender la demanda puede diferir marginalmente entre este ejercicio y los proyectos considerados a partir del Programa Nacional de Infraestructura. Esto, debido al fuerte incentivo de acelerar la economía considerando una nueva composición, con mayor participación de fuentes renovables y un fuerte impulso a la utilización de gas natural.

Respecto al escenario de combustibles, se realizó un ejercicio donde se retiran 7 centrales de generación que emplean combustóleo para convertirlas en duales que utilizan gas natural. Lo anterior con la finalidad de aprovechar la infraestructura de transporte de gas programada que busca incentivar la economía en distintas regiones del país.

Por todo esto, se le aconseja al lector tome en consideración esta información, para futuras referencias.

# 1. NUEVO MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Una de las problemáticas a las que se ha enfrentado el sector eléctrico en los últimos años es de índole económica, puesto que, al no permitir propiamente la participación de privados, se dio una falta de competencia en la generación de electricidad, encareciendo los costos y provocando, a su vez, la existencia de tarifas que no resultan competitivas a nivel internacional, especialmente si se comparan con aquellas en Estados Unidos de América. Con el avance de la tecnología, es posible construir plantas de mediana y pequeña capacidad, cuyos tiempos de construcción son más cortos, y permiten el autoabastecimiento y la venta de excedentes al servicio público; todo ello compartiendo una red general.

La Reforma Energética promulgada en diciembre de 2013, brinda la oportunidad al sector privado de participar de una manera más activa en el Sector Eléctrico. Se fortalecerá la competitividad en la actividad de generación, se ampliará la red de transmisión para cubrir las necesidades de electrificación y se logrará un impacto positivo en el conjunto de las actividades económicas.

En este capítulo se describen los ordenamientos jurídicos aplicables a las actividades de generación, conducción, transmisión, transformación, distribución, abastecimiento, importación y exportación de energía eléctrica. Asimismo, en el marco de los cambios constitucionales, se describen las nuevas leyes que conforman la Reforma Energética en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y que tienen como objetivo brindar nuevas oportunidades tanto a inversionistas como a consumidores, además de transformar a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en una Empresa Productiva del Estado.

Finalmente se describen brevemente los fundamentos legales que establecen la elaboración del presente documento por parte de la Secretaría de Energía (SENER).

## 1.1. La Reforma Energética

### Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El objetivo de reformar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos fue el llevar a cabo una profunda transformación y modernización del modelo energético nacional respondiendo a la necesidad de aumentar el ritmo de crecimiento económico, incrementando la productividad y ampliando las herramientas jurídicas con que cuenta el Estado Mexicano para mejorar las condiciones sociales y económicas, generando en este caso, un mercado eléctrico sólido y competitivo que coadyuve al crecimiento económico del país.

Los cambios del texto constitucional vigente son:

## Artículo 25 Constitucional

Texto anterior

Texto vigente

(publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)

...

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.

...

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el Artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y **empresas productivas del Estado** que en su caso se establezcan. **Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del sector público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.**

...

Bajo criterios de equidad social y productividad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

...

Bajo criterios de equidad social, productividad y **sustentabilidad** se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

...

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.

...

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial **sustentable** que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.

## Artículo 27 Constitucional

*Texto anterior*

*Texto vigente*

*(publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)*

...

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y sustancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva. Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

...

...

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y sustancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose de **minerales radiactivos no se otorgarán concesiones**. Corresponde exclusivamente a la Nación **la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.**

**Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.**

...

## Artículo 28 Constitucional

Texto anterior

Texto vigente

(publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013)

...

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

(Se deroga el párrafo quinto)

...

El estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento.

...

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; **la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como** las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

...

El estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento. **El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Financiera será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.**

...

**El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.**

Además, se desarrollaron 21 disposiciones transitorias que establecen las bases para la legislación secundaria<sup>3</sup>, dentro de las cuales se crean modalidades de órganos desconcentrados y descentralizados, y un nuevo régimen jurídico de asignaciones, permisos y contratos.

<sup>3</sup> Refiérase a la página de Internet: <http://www.diputados.gob.mx/sedia/biblio/virtual.htm>

Dentro de los principales cambios destaca que, tanto la generación y comercialización de electricidad, quedan fuera de las actividades estratégicas a cargo del Estado, el sector privado podrá actuar en estas operaciones, en los términos que establezca la ley reglamentaria correspondiente. De este modo el nuevo esquema en materia de regulación queda como se muestra en la siguiente figura.

**FIGURA 1. 1. MARCO LEGAL Y REGULATORIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**



Fuente: SENER.

En cuanto al Sector Eléctrico, la Reforma busca fortalecer la competitividad en la actividad de generación, acelerando la expansión de las redes de transmisión y mejorando la calidad en el suministro y en la distribución. Por otra parte, busca impulsar una mayor participación de tecnologías no fósiles para ofrecer al mercado de electricidad una mayor gama de oportunidades para satisfacer la demanda a precios más competitivos.

### Las Instituciones

Otro de los objetivos de la reforma es el fortalecimiento de la Secretaría de Energía (SENER) para realizar las actividades de planeación, apoyándose de organismos con mayor solidez y autonomía, ya que ésta es la encargada del diseño de la política energética del país, teniendo a su cargo la toma de decisiones sobre la Planeación del SEN.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) se convierte en un órgano regulador coordinado desconcentrado de la misma SENER, dotado de personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de cierta autonomía presupuestal.

*En México los precios de la electricidad son elevados en comparación de otros países como Estados Unidos de América. Con la apertura en la participación de distintas industrias en el mercado eléctrico habrá una mayor variedad de opciones para elegir quien suministrará la energía, abriendo así una sana competencia que reduzca las tarifas y que flexibilice las políticas tarifarias en favor de quien más lo necesita.*

La CFE pasa de ser un organismo descentralizado a una Empresa Productiva del Estado<sup>4</sup>, para brindar un servicio público de energía eléctrica de calidad, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

*La CFE deberá transferir los recursos materiales y humanos al CENACE, para la operación del sistema, pero este será independiente de dicha empresa.*

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como órgano desconcentrado, será el encargado del control operativo del SEN, de operar el mercado mayorista y del acceso abierto a las redes de transmisión y distribución.

Con esta nueva estructura se fortalecerá la competitividad en el SEN, creando un mercado más independiente, dinámico y con mayor accesibilidad a la red, donde se fomentará el empleo de tecnologías más eficientes y amigables con el medio ambiente para así lograr la meta planteada por la Ley de Aprovechamiento de Energías Renovables y El Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE<sup>5</sup>).

## 1.2. Leyes Secundarias

Por cerca de medio siglo las inversiones para el desarrollo del SEN dependían casi en su totalidad del Estado, manteniendo limitada la participación privada. Con la Reforma Energética, se permite la participación directa del sector privado en la generación y comercialización de electricidad, y se mantiene la participación del Estado en la transmisión y distribución. El paquete de legislación secundaria derivadas de la Reforma Constitucional en materia de energía, sienta las bases legales que potencializan el aprovechamiento de los recursos del país. Las reformas aprobadas brindan nuevas oportunidades tanto a los productores como a los consumidores, las cuales atraerán nuevas inversiones que generarán un impacto positivo en el SEN y, por su estrecha correlación, con la economía del país.

### 1.2.1. Ley de la Industria Eléctrica

Esta Ley es Reglamentaria de los artículos 25, párrafo 4º; 27, párrafo 6º y; 28, párrafo 4º de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Esta Ley aboga la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en 1975. A la par, el marco legal de la industria eléctrica se ha complementado por la nueva Ley de la CFE que abarca los cambios realizados a la nueva Empresa Productiva del Estado, antes paraestatal, y que se abordará posteriormente.

Dicha Ley regulará las actividades del Sector Eléctrico Mexicano y determinará los derechos y obligaciones de todos los participantes, así como el papel de cada organismo regulatorio. De igual manera, definirá las distintas formas y actividades en que los particulares se encontrarán en la posibilidad de participar en el mercado eléctrico.

#### Mercado Eléctrico

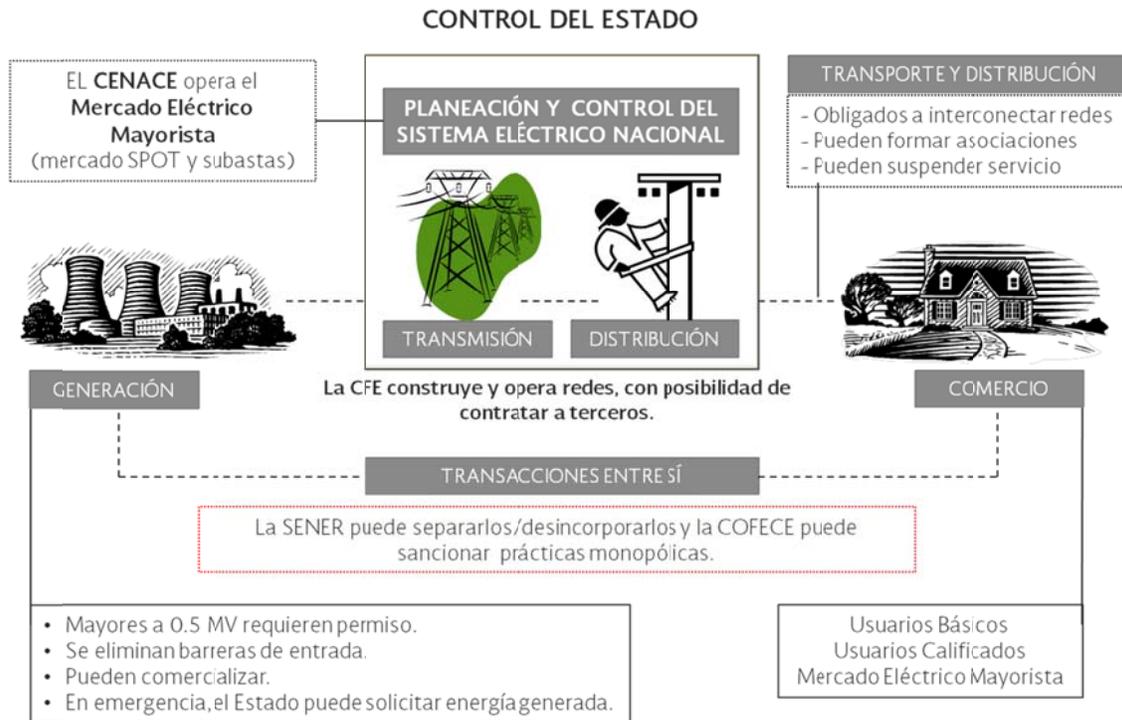
Con la aparición de un mercado eléctrico mayorista, operado por el CENACE, se garantiza el acceso abierto al SEN a todos los participantes del mercado. En este mercado mayorista los generadores de energía, comercializadores y usuarios calificados podrán celebrar transacciones de compraventa de energía eléctrica, servicios conexos, u otros productos, importación y exportación, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias y certificados de emisiones contaminantes. En esencia, los generadores que se encuentren compitiendo podrán ofrecer en el mercado mayorista su producción a distintos tipos de comercializadores, quienes en turno ofrecerán directamente la energía al público (usuario básico), o a los usuarios calificados (véase Figura 1.2).

<sup>4</sup> Es aquella empresa cuyo objetivo es la creación de valor económico al incrementar los ingresos de la Nación, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.

<sup>5</sup> Esta refiere a la meta del 35% de generación de energía eléctrica a través de fuentes no fósiles.

El comercializador de servicio básico<sup>6</sup> podrá buscar la energía más económica disponible y, tendrá derechos preferenciales para recibir la energía barata de las plantas de generación de la Comisión, así como de la que ha contratado con los generadores existentes en la actualidad en virtud de sus contratos de largo plazo.

FIGURA 1. 2. LA NUEVA INDUSTRIA ELÉCTRICA



Fuente: Comisión de Energía del Senado.

### Participantes del Mercado

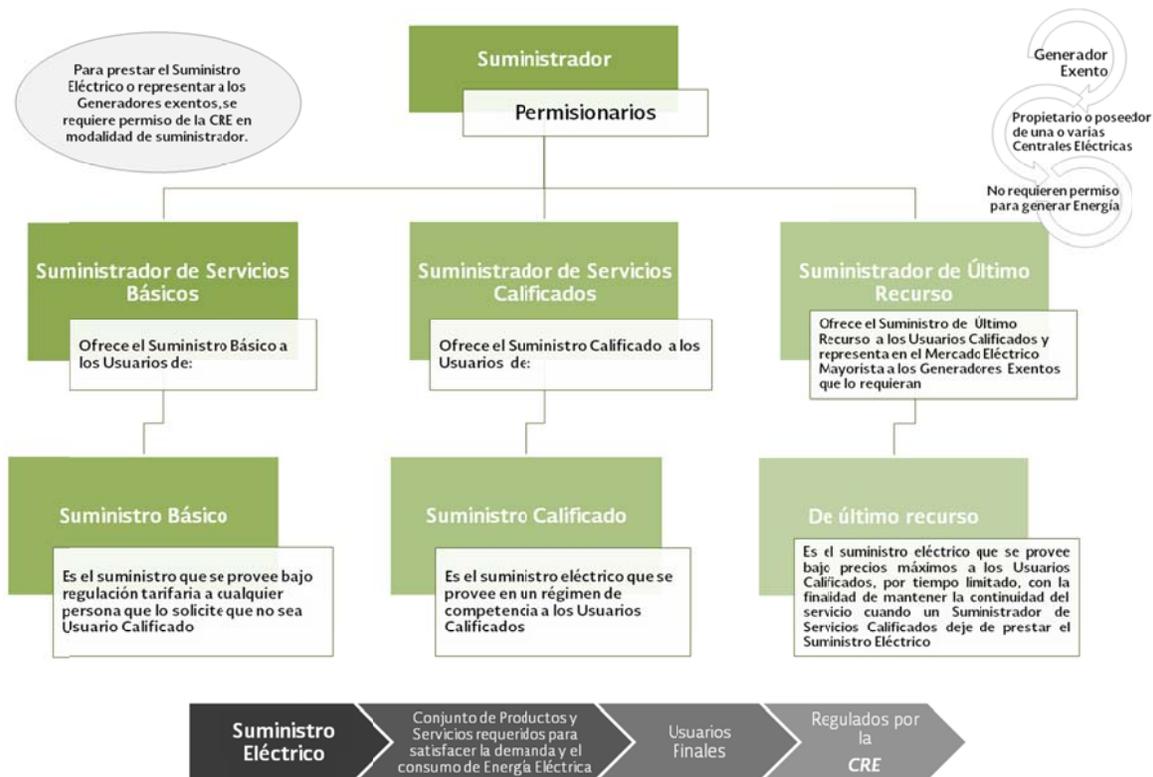
La nueva figura: los Usuarios Calificados, sustituirá a los usuarios bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración e importación y a aquellos cuyo consumo rebase el umbral establecido por la SENER. La calidad de usuario calificado se adquiere mediante la inscripción en el registro correspondiente a cargo de la CRE. El solicitante deberá acreditar que los centros de carga cumplan con los niveles requeridos de consumo o demanda fijados.

Los usuarios calificados podrán contratar con un suministrador que será el encargado de realizar las gestiones necesarias para el suministro, adquiriendo su energía mediante contratos celebrados con las empresas de generación eléctrica en el mercado eléctrico operado por el CENACE. La CFE podrá competir en igualdad de condiciones y, en su papel de suministrador de servicio básico, podrá comprar energía a través de estos mecanismos competitivos (véase Figura 1.3).

*Para los grandes usuarios, la iniciativa de Ley propone la creación de una nueva figura. Los usuarios cuyo consumo rebase un umbral establecido se considerarán Usuarios Calificados y tendrán la oportunidad de contratar su suministro directamente en el mercado eléctrico.*

<sup>6</sup> Un comercializador es el titular de un contrato de Participante del Mercado de Electricidad que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.

FIGURA 1. 3. SUMINISTRADORES



Fuente: SENER

El Estado establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la SENER y la CRE. Además, la Ley de la Industria Eléctrica establece a los participantes determinadas obligaciones en materia de energías limpias, acceso abierto, suministro, servicio universal y electrificación.

### En materia de Transmisión y Distribución

La Reforma Constitucional en materia energética conservó para el Estado Mexicano la exclusividad en la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional y en la prestación del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Uno de los cuellos de botella que tiene el SEN, y al que se ha enfrentado CFE como un gran reto, es la limitada expansión de las líneas de transmisión que por la ubicación geográfica algunas de las centrales de generación, implicaban un mayor costo en la interconexión del sistema. Además existe la preocupación constante de reducir pérdidas de energía en las líneas, lo que garantizaría un suministro de calidad.

Se espera una expansión de estas redes que cubra las necesidades de interconexión y de demanda eléctrica para los próximos años. Dentro de la Ley de la Industria Eléctrica se establecen las reglas para que los particulares participen en el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la red nacional de transmisión.

En las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, los dueños de estas redes llamados Transportistas y Distribuidores, operarán conforme a las disposiciones del CENACE: la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, sin embargo no podrán comprar o vender la energía que fluye en sus líneas. Podrán formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que lleven a cabo por cuenta de la Nación, entre otros, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para la prestación del servicio. La CRE expedirá las condiciones de prestación de los servicios a las cuales se sujetarán dichas asociaciones y contratos, regulando las tarifas y los estándares establecidos.

*El nuevo esquema jurídico propuesto prevé modalidades de contratación entre el Estado y los particulares para que estos contribuyan con su tecnología y experiencia a la expansión y mejoramiento de las redes generales de distribución*

Los transportistas y distribuidores están obligados a interconectar a sus redes las centrales eléctricas que lo soliciten, y a conectar a sus redes los Centros de Carga de los Usuarios Finales y Suministradores que lo soliciten, en condiciones igualitarias y no discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible.

De este modo, los interesados podrán realizar, bajo su propio costo, las obras requeridas para cumplir con las especificaciones técnicas, o podrán solicitar al CENACE o a los Distribuidores que incluyan obras específicas en los programas de ampliación de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, siempre que ello aporte un beneficio neto al SEN.

### En materia de Generación

Las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas en el Mercado por un Generador, requerirán de un permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica. Los titulares de las centrales que no requieran y no obtengan un permiso se denominarán Generadores Exentos y sólo podrán vender su energía eléctrica y Productos Asociados a través de un Suministrador.

La comercialización comprende: el prestar ella prestación del servicio de Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales; Representar a los Generadores Exentos en el Mercado; Realizar las transacciones y celebrar contratos descritos en la sección sobre la operación del mercado, con los Generadores, Comercializadores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado; Adquirir los servicios de transmisión y distribución con base en las Tarifas Reguladas; entre otras.

*En términos de la Ley, las centrales eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW requerirán de un permiso de la Comisión Reguladora de Energía para participar y vender su producción en el mercado eléctrico mayorista. De este modo la CFE se convertirá en un competidor más en esta actividad.*

La SENER emitirá las bases del Mercado Eléctrico. Las Reglas del Mercado establecerán los procedimientos que permitan realizar, al menos, transacciones de compraventa de energía eléctrica y los precios de estas transacciones celebradas en el Mercado se calcularán por el CENACE con base en las ofertas que reciba. Así, las ofertas que los representantes de Centrales Eléctricas y de Demanda Controlable realicen en el Mercado se basarán en los costos de dichas Centrales Eléctricas y Demanda Controlable en los términos que definan las Reglas del Mercado.

Los Generadores, Comercializadores y Usuarios Calificados participantes del Mercado podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica para realizar operaciones de compraventa relativas a la energía eléctrica, la potencia o los Servicios Conexos en un nodo del SEN, sujetándose a las obligaciones para informar al CENACE.

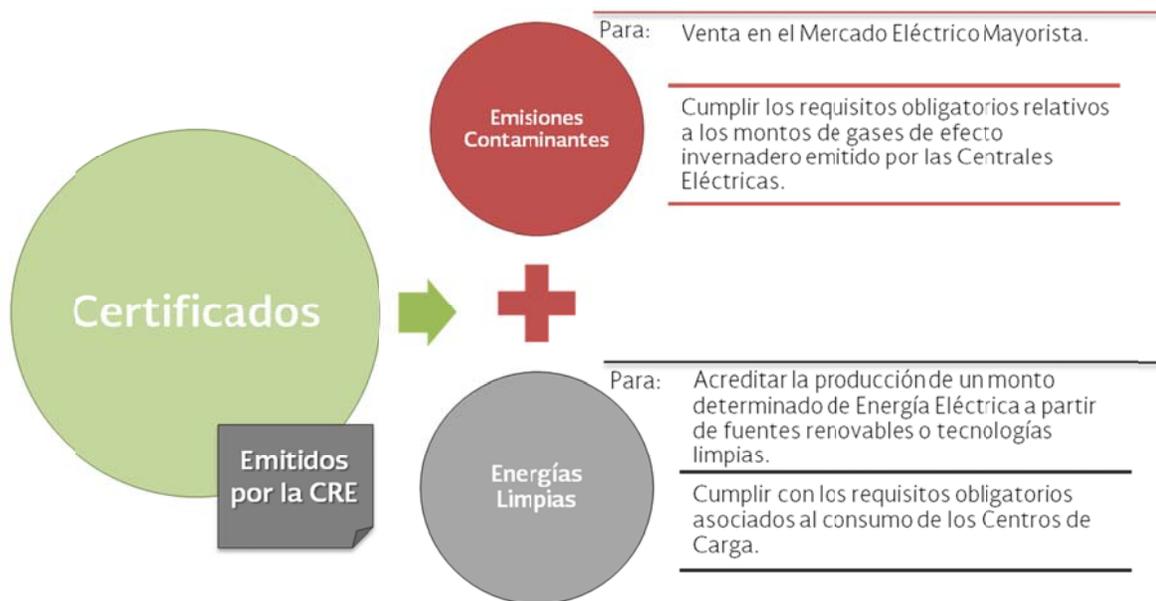
El CENACE cobrará los servicios de Transmisión y Distribución, los Servicios Conexos que no se incluyen en el Mercado y sus propios costos operativos de acuerdo con Tarifas Reguladas. Con base en criterios de Seguridad de Despacho y eficiencia económica, el CENACE determinará la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable. Dicha asignación y despacho se ejecutará independientemente de la propiedad de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable.

*Para su operación, diariamente los generadores reportarán al CENACE sus ofertas basadas en los costos de operación, mientras los comercializadores y los usuarios reportarán su demanda.*

### En materia de Energías renovables

La SENER implementará mecanismos que permitan cumplir la política en materia de diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de energía limpias. Para alcanzar dichos objetivos, la SENER establecerá obligaciones para adquirir Certificados de Energías Limpias o Certificados de Emisiones Contaminantes, y podrá celebrar convenios que permita su homologación con los instrumentos correspondientes de otras jurisdicciones. La regulación aplicable permitirá que estos certificados sean negociables, y podrá permitir el traslado de certificados excedentes o faltantes entre periodos a fin de promover la estabilidad de precios (véase Figura 1.4).

FIGURA 1. 4. CERTIFICADOS



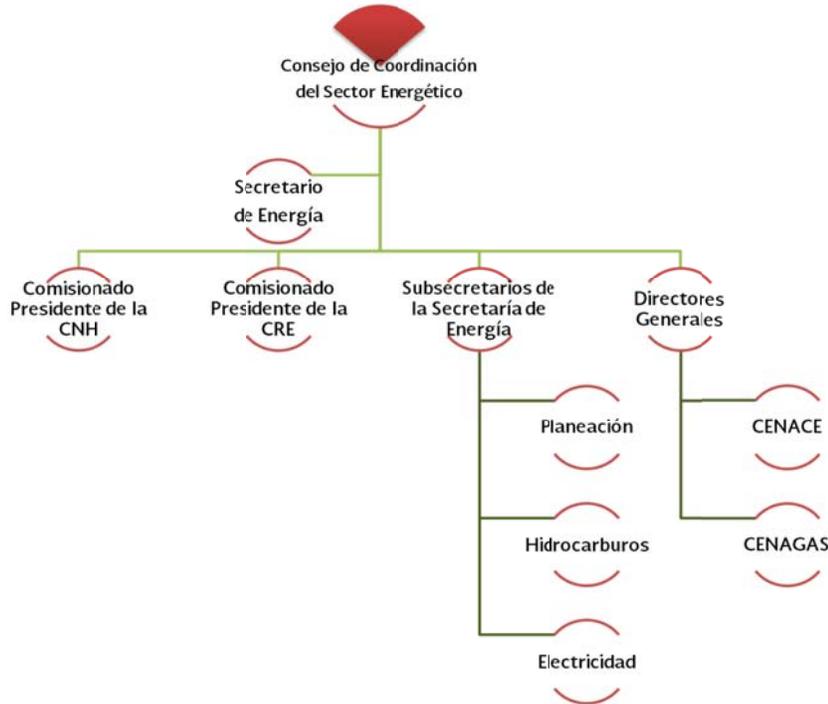
Fuente: SENER.

### 1.2.2. Ley de los Órganos Reguladores

Ante los cambios constitucionales y el nacimiento de una nueva industria energética, es necesario el fortalecimiento de órganos reguladores que asuman nuevas responsabilidades. Asimismo, se introdujeron a la Constitución los órganos reguladores coordinados en materia energética, mismos que reemplazarán a los órganos desconcentrados que se tienen en la actualidad.

La vía por la cual los órganos reguladores coordinados en materia energética se interrelacionen con la Secretaría de Energía será mediante el Consejo de Coordinación del Sector Energético. Por medio de éste, se emitirán actos y resoluciones de conformidad con las políticas públicas que defina el Estado Federal (véase Figura 1.5).

FIGURA 1. 5. ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL CONSEJO DE COORDINACIÓN.



Fuente: SENER.

### Secretaría de Energía

La SENER está facultada para establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de energía eléctrica; dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del SEN; establecer los criterios para el otorgamiento de los Certificados de Energías Limpias; vigilar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (El Mercado) y las determinaciones del CENACE, entre otras.

La SENER desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las centrales eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del SEN. Tendrá en sus atribuciones emitir las bases del mercado eléctrico así como las reglas que establecen los procedimientos para la realización de transacciones de compraventa de energía eléctrica y de servicios conexos que se incluyan en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Implementará mecanismos que permitan cumplir la política en materia de diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de energía limpias con la Emisión de Certificados de Energías Limpias o, en su caso, Certificados de Emisiones Contaminantes.

### Comisión Reguladora de Energía

Ante la entrada en vigor de las nuevas leyes, la CRE está facultada para otorgar los permisos de generación, Usuario Calificado, entre otros. Asimismo, entre sus atribuciones se encuentran el determinar las metodologías de contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos, así como, expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión y distribución, la operación de los suministradores de servicios básicos y los servicios conexos no incluidos en el mercado, así como las tarifas finales del suministro básico que no sean determinadas por el Ejecutivo Federal.

En general, tiene como sus principales atribuciones, en materia de la Energía Eléctrica:

- Emitir regulación en las materias de su competencia,
- Supervisar actividades reguladas e imponer sanciones,
- Aprobar su anteproyecto de presupuesto y enviarlo a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para su inclusión en el Presupuesto de Egresos de la Federación,
- Aportar elementos técnicos al Ejecutivo Federal y a la SENER, sobre la formulación y seguimiento del Plan Nacional de Desarrollo y programas sectoriales, y
- Realizar estudios técnicos dentro del ámbito de su competencia.

Asimismo es la responsable de expedir las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para los servicios de Transmisión y Distribución, salvo aquellas que sean determinadas por el Ejecutivo Federal, la CRE fijará las tarifas finales del Suministro Básico. La determinación y aplicación de las metodologías y tarifas referidas deberán tener como uno de los objetivos, promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica.

### **Centro Nacional de Control de Energía**

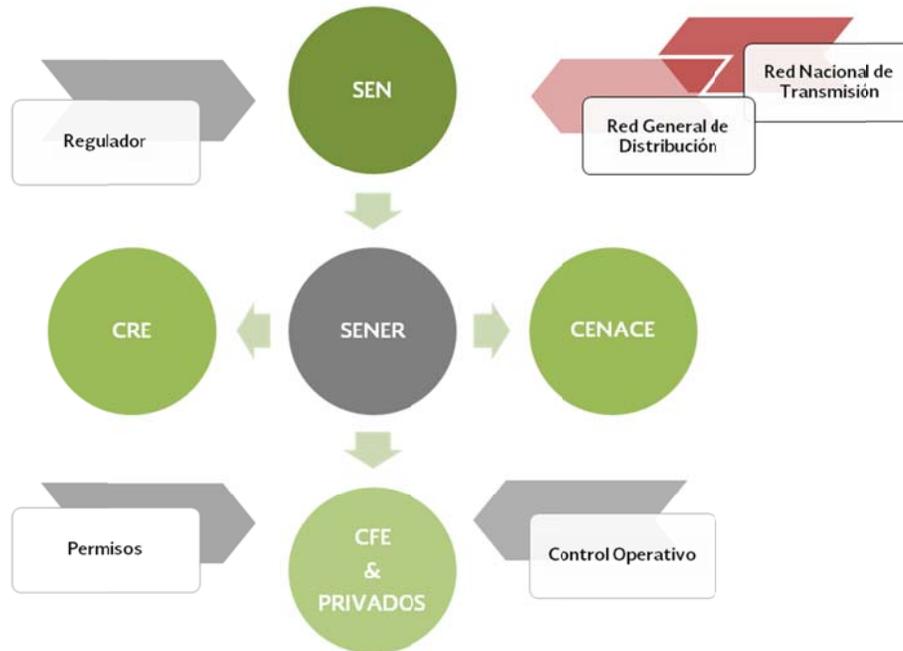
El CENACE es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, que tiene a su cargo el Control Operativo del SEN, la operación del Mercado y del acceso abierto y sin discriminación alguna a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

Está facultado para ejercer el Control Operativo del SEN. Promoverá la competencia a través de operar el Mercado Eléctrico Mayorista en condiciones óptimas para los participantes.

*El CENACE, establecido como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, se encargará del acceso abierto al SEN, el cual abarcará el desarrollo de los programas de expansión de la Red Nacional de Transmisión.*

Una de sus atribuciones es el llevar a cabo subastas para la celebración de Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga, entre otras.

FIGURA 1. 6. NUEVA ESTRUCTURA DEL SEN



Fuente: SENER.

### 1.2.3. Ley de la Comisión Federal de Electricidad

La CFE se transforma en Empresa Productiva del Estado con el objetivo de incrementar los ingresos de la Nación y tomando en cuenta principios de competencia en la industria eléctrica, con eficiencia flexibilidad y autonomía.

Contará con un Consejo de Administración y un Director General. En las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y proveeduría de insumos básicos para la industria eléctrica, la Comisión deberá sujetarse a la estricta separación legal que establezca la Secretaría de Energía para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico.

Las actividades estratégicas que quedarán a cargo de la CFE, en las que por mandato constitucional no se admite competencia del sector privado, se establecen atribuciones del Consejo de Administración:

- No podrá fijar los precios de los bienes y servicios que produzca la empresa, y,
- Deberá vigilar que los actos de la empresa no contraríen el acceso abierto, la operación eficiente del sector o la competencia, principalmente.



### 1.3. Reglamentos para la planeación del Sector Eléctrico.

En la Ley de la Industria Eléctrica se define el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, como un documento expedido por la Secretaría de Energía que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas; así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

Asimismo, dentro de las facultades de la Secretaría de Energía se encuentra la elaboración y publicación de un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional. Bajo este ordenamiento la Secretaría de Energía a través de su reglamento interno tiene la responsabilidad de la elaboración de dicho informe, que será publicado a más tardar el último trimestre del año.

De igual manera, dentro de las atribuciones de la Dirección General de Planeación e Información Energéticas le corresponde:

- Establecer la coordinación con las unidades administrativas de la Secretaría, entidades y Empresas Productivas del Estado del sector, así como con otras dependencias y entidades fuera del sector y el sector privado para solicitar, recolectar, procesar e integrar de manera sistemática la información estadística necesaria para la elaboración del Balance Nacional de Energía, la integración de informes estadísticos periódicos y la atención de los requerimientos de estadísticas energéticas de los organismos internacionales.
- Elaborar y someter a la aprobación del superior jerárquico, los proyectos de documento de prospectiva a mediano y largo plazos del sector energético, que incluya electricidad, gas natural, gas licuado de petróleo, petróleo y petrolíferos, con un horizonte de planeación mínimo de quince años<sup>7</sup> y,
- Coordinar con las unidades administrativas de la Secretaría, las entidades del sector y empresas productivas del Estado, la elaboración y publicación de documentos de planeación y prospectiva.

---

<sup>7</sup> Reglamento Interno de la Secretaría de Energía; Art. 24, Fracción XXII, XIV y XV.

## 2. EVOLUCIÓN Y TENDENCIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO A NIVEL MUNDIAL.

El rápido aumento de la demanda mundial de electricidad y la constante necesidad de una mayor integración del sistema, son los retos que enfrentan la mayoría de las economías, en específico las emergentes, cuyas tasas de crecimiento, tanto económico como poblacional, se han incrementado notablemente. De ahí que se estén dando grandes avances en materia de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. La disyuntiva se encuentra en seguir utilizando los recursos no renovables aunque con altos impactos ambientales para satisfacer dicha demanda, o incrementar la utilización de fuentes de energías renovables que actualmente presentan dificultad en su aprovechamiento dada la intermitencia en su generación. El esfuerzo de promover políticas dirigidas a un mercado eléctrico más sustentable, así como el rápido avance de la tecnología son variables que pueden disminuir la fuerte dependencia entre el crecimiento económico, la demanda de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Existen tres fuertes problemáticas que se esperan erradicar en los siguientes años. Una de las más importantes, derivado del impacto ambiental que ocasiona, es la que se refiere al aumento constante del consumo de carbón. Como medida para mitigar las emisiones derivadas del uso de este combustible, se han intensificado los esfuerzos por desarrollar la captura y secuestro de carbono; sin embargo, a la fecha los avances han sido limitados. Por ello, el uso de carbón se ha convertido en un problema fundamentalmente incompatible con los objetivos del cambio climático.

Otra problemática existente es la fuerte dependencia al gas natural que se ha dado en los últimos años, ya que se ha convertido en un excelente sustituto del carbón para el mediano y largo plazo, siendo un combustible óptimo de transición, con menores niveles de contaminantes y con un precio atractivo en el mercado. Sin embargo, al ser una fuente de energía no renovable, en el largo plazo también se encontrará en escasez.

Finalmente, se encuentra la discusión sobre cómo impulsar la penetración de las energías renovables, pues frente al aumento de la demanda energética, se requiere una creciente oferta de dichas tecnologías para mitigar el impacto al medio ambiente. Sin embargo, pese a los grandes esfuerzos por parte de instituciones gubernamentales o del impulso a la energía renovable, no se ha logrado revertir la fuerte dependencia que existe hacia los combustibles fósiles, un difícil reto al cual México también se está enfrentando.

FIGURA 2. 1 RETOS MUNDIALES EN MATERIA DE ENERGIA



Fuente: SENER.

## 2.1. Consumo de Electricidad

En la última década, la tasa de crecimiento anual de la población mundial fue de 1.19% aumentando con ello las necesidades de electrificación. Sin embargo, el compromiso de proveer un servicio eléctrico confiable y económico está condicionado al desarrollo de la tecnología y al estado y grado de desarrollo de los países. De ahí que las regulaciones y las políticas ambientales, así como los procesos políticos y económicos orientados en este sentido y a los que se encuentra sujeto cada país se estén dando con mayor frecuencia en el mundo, e.g. la reciente Reforma Energética en México.

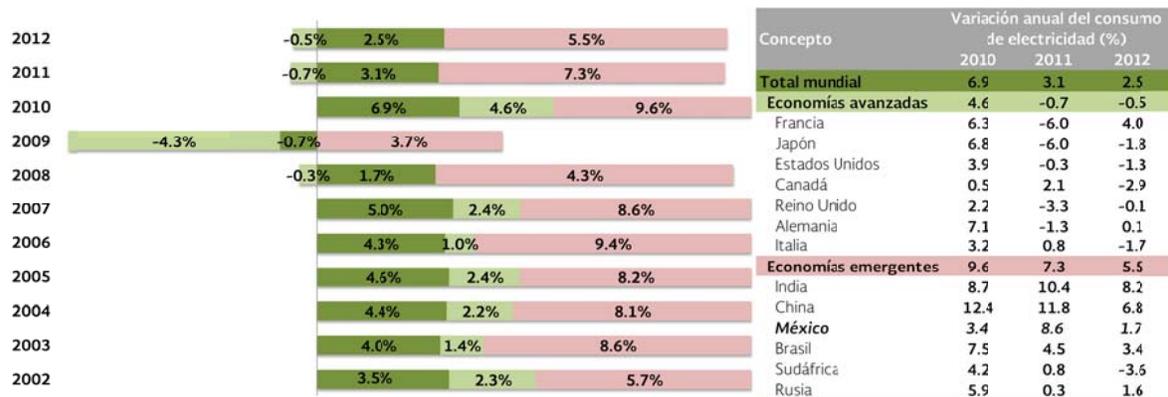
A nivel mundial, el consumo de electricidad ha variado constantemente en los últimos años, creciendo a tasas más bajas en países avanzados y más altas en países emergentes. En economías desarrolladas se han dado fuertes incentivos por la eficiencia energética lograda con tecnologías más avanzadas dados sus mercados maduros. En el caso de los países en desarrollo, debido al rápido crecimiento de la demanda, se busca brindar una mayor cobertura eléctrica para regiones con mayor población.

*La creciente demanda de recursos energéticos es resultado de la expansión económica de los países emergentes, así como de sus estrategias comerciales a la participación en el sector energético mundial.*

Efectos como el acelerado crecimiento de la actividad manufacturera de China, o el aumento de las exportaciones de recursos energéticos primarios en Brasil, reflejan la relación directa entre el consumo energético y las variables macroeconómicas como el Producto Interno Bruto, el consumo per cápita o el número de habitantes de una región.

En cuanto al bloque de los países de Norteamérica, México tuvo un consumo de 229.8 TWh en el 2012, es decir sólo 1.7% mayor que en 2011. Por otro lado, los Estados Unidos de América y Canadá han disminuido su consumo en 1.3%, y 2.9% entre 2011 y 2012, respectivamente, (Véase Figura 2.2).

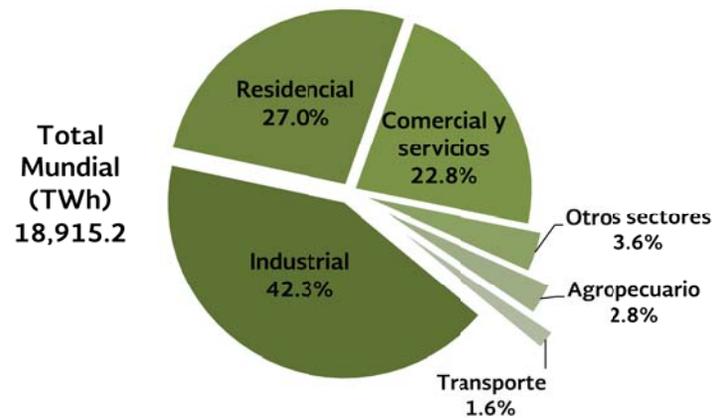
**FIGURA 2.2 CONSUMO DE ELECTRICIDAD**  
(Variación porcentual anual)



Fuente: SENER, con información de Electricity Information 2014.

Una de las premisas dentro del subsector eléctrico, es que a medida de que los países se industrializan consumen mayores cantidades de electricidad. Por ello, los incrementos de demanda se encuentran asociados a aquellos países cuyo crecimiento económico es más dinámico. En el 2012 el consumo final de electricidad fue de 18, 915 TWh a nivel mundial. Los sectores con mayor consumo son el industrial con 42.3% del total, seguido del residencial con el 27.0%. Por otra parte, el sector comercial y de servicios tuvieron una participación de 22.8% (Véase Figura 2.3)

**FIGURA 2. 3 CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD A NIVEL MUNDIAL, 2012.**  
(Variación Porcentual)



Fuente: SENER, con información de Electricity Information 2014.

Este aumento en la participación del consumo eléctrico mundial por parte del sector industrial se ha visto impulsado por el crecimiento económico de los países emergentes, como son los del bloque Asiático, cuyas economías han crecido rápidamente, lo que trae consigo un aumento en su urbanización, además de una expansión económica en la industria manufacturera.

Según cifras del Banco Mundial<sup>8</sup>, dentro de la clasificación de países en función de la energía eléctrica<sup>9</sup> consumida por habitante<sup>10</sup> para el año 2011, Canadá ocupa el lugar número tres, con 16,473 kWh; Estados Unidos se ubica en la posición número nueve con 13,246 kWh, por su parte, México con 2,092 kWh se encuentra en el lugar número 72.

## 2.2. Capacidad Instalada de Electricidad

En el mundo cada vez se requiere de mayor infraestructura de generación que permita satisfacer el aumento en la demanda eléctrica. La capacidad instalada para la Generación de Electricidad del total de países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), se ubicó en 2,773.8 GW en 2012, 2.2% mayor en comparación con 2011. Estados Unidos, Japón y Alemania ocupan las primeras posiciones dentro del total de este bloque de países, como se observa en la Figura 2.4. Por su parte, Canadá y México se encuentran en la cuarta y onceava posición respectivamente.

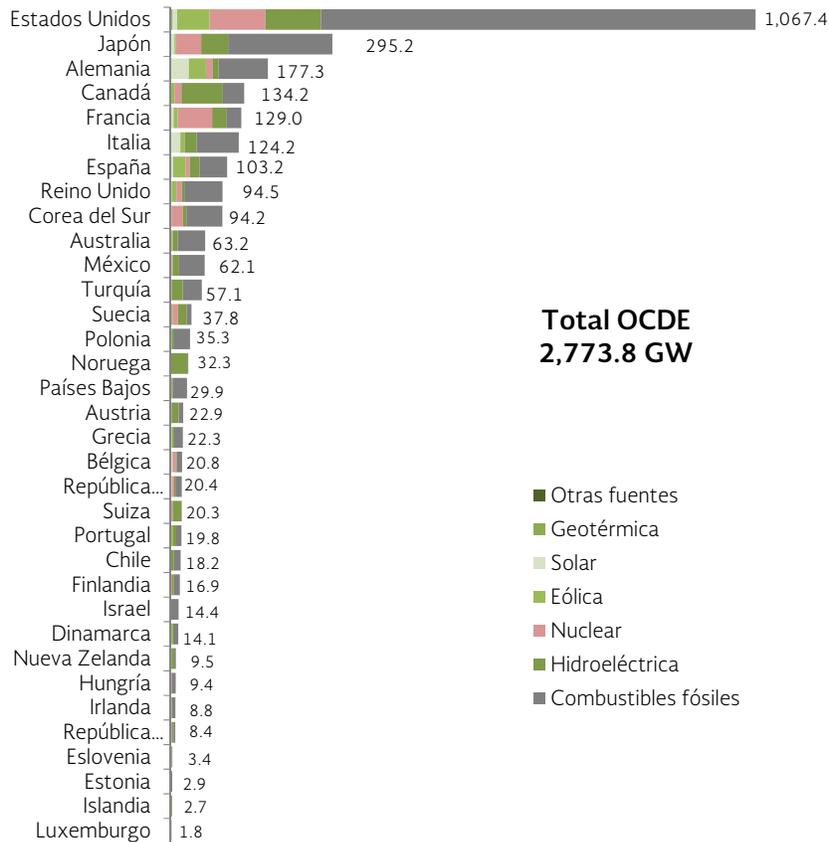
*Países como Chile, ante su fuerte dependencia a la importación de hidrocarburos, han buscado como alternativa realizar fuertes inversiones para incrementar la capacidad de generación de energía eólica y solar.*

<sup>8</sup> Fuente: <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>

<sup>9</sup> Potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado

<sup>10</sup> El consumo de energía eléctrica mide la producción de las centrales eléctricas y de las plantas de cogeneración menos las pérdidas ocurridas en la transmisión, distribución y transformación y el consumo propio de las plantas de cogeneración.

FIGURA 2. 4 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PAÍSES MIEMBROS DE LA OCDE, 2012<sup>11</sup>.  
(GW)



Fuente: SENER, con información de Electricity Information 2014.

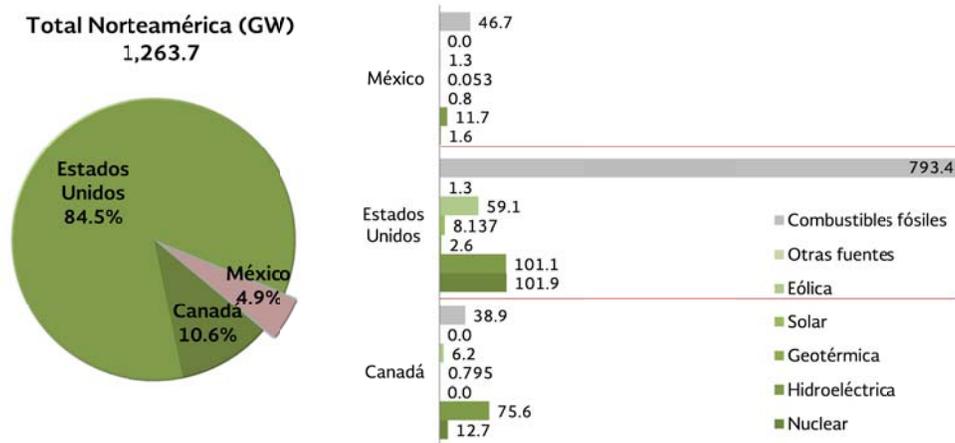
Estados Unidos es el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial con un total de 1,067.4 GWh en el 2012, de ahí el 74.3% corresponde a los combustibles fósiles, mientras que de las fuentes limpias se destaca la participación de la Energía Nuclear y la Hidroeléctrica con el 9.5% de la capacidad instalada total cada una. Para el caso de Canadá, sus condiciones geográficas favorecen la inversión en energías renovables, ya que el 56.3% del total de capacidad corresponde a centrales hidroeléctricas, cifra mayor al 29.0% de participación de los combustibles fósiles.

México pese a su fuerte dependencia a los combustibles fósiles, cuya participación dentro de la capacidad instalada en 2012 representó el 79.8%, ha fomentado una mayor inclusión de las energías renovables. En cuanto a la capacidad de fuentes limpias, la mayor participación corresponde a la energía hidroeléctrica con 11.7 GW, 18.7% del total. Otra tecnología limpia con una importante participación es la nucleoelectrónica cuya capacidad representó 2.6% del total.

En conjunto, el bloque de Norteamérica tiene el 40.5% del total de capacidad de generación hidroeléctrica de los países que conforman la OCDE; el 54.5% de geotermia; 37.2% de eólica; 37.9% de nuclear y 50.9% para combustibles fósiles. En la Figura 2.5 se puede observar la participación de cada país dentro de la capacidad de generación eléctrica en Norteamérica, en donde 84.5% pertenece a Estados Unidos, 10.6% a Canadá y 4.9% a México.

<sup>11</sup> Incluye generación centralizada y autogeneración de energía eléctrica.

FIGURA 2. 5 CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA NORTEAMÉRICA, 2012 (GWh).



Fuente: SENER, con información de Electricity Information 2014.

Por otra parte, se ha presentado un fenómeno en la diversificación de la matriz de generación mundial que ha sido en beneficio del medio ambiente. En años recientes, la nueva capacidad de generación derivada, tanto de la instalación de nuevas plantas como de la sustitución de plantas que han quedado fuera de operación, ha favorecido de manera creciente la construcción de plantas con base en energías limpias y renovables, como es el caso de España y Alemania, con energías alternativas como la Eólica y Solar. Así, según fuentes de la OCDE, entre 2011 y 2012 se incrementó 32.0% de capacidad de generación eléctrica por renovables, esto es un aumento de 18.65 GW donde la mayor concentración fue de las provenientes de la energía eólica con una variación anual de 29.16%.

## 2.3. Generación de Electricidad

La forma en que se genera la electricidad está atravesando por importantes cambios a nivel mundial. Países como Alemania, España, Canadá, Francia, buscan reducir su dependencia hacia los combustibles fósiles. De ahí que muchas tecnologías que permiten el aprovechamiento de energías renovables estén incrementando su mercado, aumentando la confiabilidad y mejorando su rentabilidad frente a otras tecnologías ya maduras. Los países miembros de la OCDE, entre otros, han buscado una mayor diversificación de las energías para generar electricidad de modo que permita un mayor potencial instalado para la generación de energía eléctrica.

### 2.3.1. Generación por Combustibles Fósiles

En 2012, la generación de electricidad en las economías avanzadas<sup>12</sup> se ubicó en 10,784.4 TWh, mientras que en las economías emergentes fue de 11,833.4 TWh. Del total de generación en las economías avanzadas, tan sólo el 53.8% provino de gas natural como fuente de energía primaria.

El uso del carbón en la generación de electricidad ha disminuido en función de la competencia en precios y disponibilidad que se ha presentado en los últimos años con el gas natural. China ha mantenido el liderato en el uso del carbón como motor de su industrialización llegando a consumir más de la mitad del total mundial. En el caso de Japón, este combustible ayudó a mitigar las consecuencias de las salidas de operación de los reactores nucleares.

<sup>12</sup> Entiéndase Economías Avanzadas a todos aquellos países miembros de la OCDE, y a emergentes como los no miembros de la OCDE.

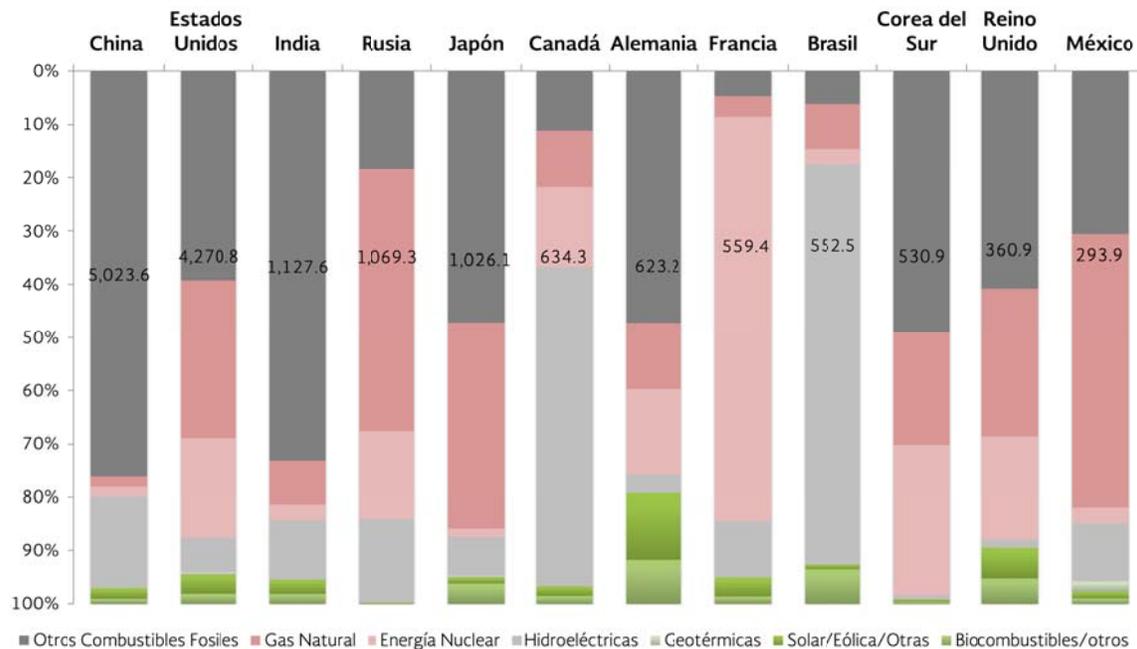
En 2012, la generación en la región de Norteamérica se situó en los 5,199 TWh. En Estados Unidos destacó la generación con base en combustibles fósiles<sup>13</sup> con 1,676.5 TWh. De este total 1,264.6 TWh se asocian a generación a partir de gas natural, equivalente al 24.8% del total mundial. Por su parte, Canadá continúa incluyendo una participación menor en la generación a partir de combustibles fósiles con 70.7 TWh, de los cuales 67.5 TWh provienen de centrales que emplean el gas natural (véase Figura 2.6).

En lo que respecta a México, el país continúa con una fuerte dependencia a los combustibles fósiles, principalmente el gas natural alcanzando un 51.3% del total de generación y posicionándose en el cuarto lugar dentro de los diez países que más emplean este combustible para su generación, antecediéndolo Japón, Rusia y Estados Unidos.

Un ejemplo del efecto de sustitución del carbón por gas natural fue el que se dio en Estados Unidos de América. En este país el gas natural redujo su precio como resultado de un superávit en su producción, lo que le permitió competir con otros combustibles, específicamente el carbón. Con ello se impulsó la generación eléctrica a partir de gas natural en un 21.0% (217 TWh), que ha sido el mayor incremento de todos los combustibles para generación eléctrica de este país en los últimos 40 años, lo que llevó a un máximo histórico en la generación eléctrica a partir de gas (1,295 TWh). La generación a partir de carbón cayó 12.0%, su nivel más bajo desde 1987, y el consumo de carbón de Estados Unidos de América se redujo casi un 12.0% en 2012, en términos de volumen, la mayor caída a nivel mundial.

*En Estados Unidos la generación de electricidad a partir del uso de gas natural tiene una clara tendencia ascendente, mientras que la tendencia para el carbón tiene sentido inverso, esto es por tener una relación de precios relativos.*

**FIGURA 2. 6 FUENTES PRIMARIAS Y COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PAÍSES SELECCIONADOS, 2012**  
(Participación Porcentual)



Fuente: SENER, con información de Electricity Information 2014.

<sup>13</sup> Excluyendo Gas Natural

### 2.3.2. Generación por Combustibles no Fósiles

La energía renovable representa el 21.0% de toda la electricidad generada en el mundo. Para poder integrar mayores cantidades de producción de energía eléctrica por fuentes renovables, se están desarrollando mecanismos de cooperación a nivel internacional que permitan agilizar los avances en cuanto a confiabilidad, eficiencia y seguridad de estas tecnologías.

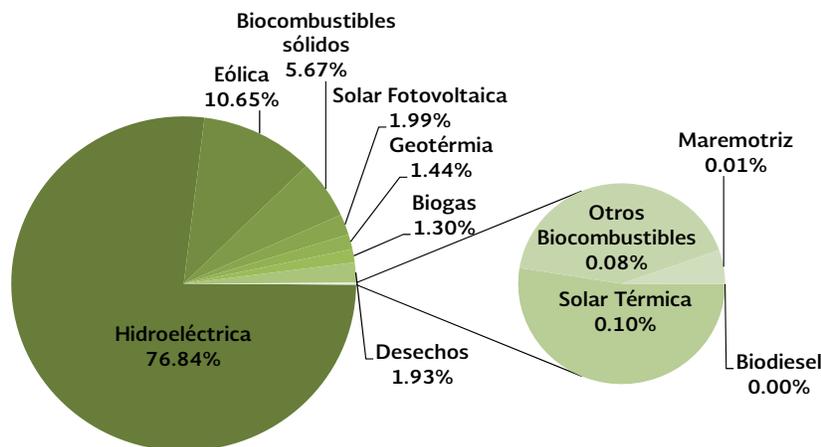
En el 2012 se abrió la brecha de crecimiento entre la generación hidroeléctrica, con tendencia creciente, y la nuclear, teniendo así un comportamiento divergente entre ambas. Esto se debió a los acontecimientos dados en China como el aumento de inversión en la construcción de centrales hidroeléctricas, y por otra parte, en Japón, con los sucesos de Fukushima que ocasionaron la salida de operación de los reactores.

#### Hidroeléctricas y Renovables

A nivel mundial, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables creció 15.2%, lo que significó una participación de 4.7% dentro de la generación eléctrica mundial<sup>14</sup>, cifra superior a la registrada históricamente. Para los miembros de la OCDE, la mayor participación a partir de fuentes renovables corresponde a la hidroeléctrica con el 76.8%. El 45.2% del total mundial está concentrado en países como China con 862.8 TWh, cuya generación se encuentra asociada a los programas de expansión de capacidad y a un nivel de precipitaciones por encima del promedio; Brasil con 415.3TWh, pese a que sufrió una fuerte sequía y Canadá con 380.5 TWh.

En el caso de la generación mediante energía solar y eólica, existen muchos proyectos en todo el mundo que buscan un mayor aprovechamiento de estas fuentes de generación y que toman ventaja del desarrollo tecnológico que han tenido en los últimos años. Para el 2012, la generación mediante este tipo de fuentes representó un 10.6% del total, liderando Estados Unidos, país que ese año generó 153 TWh a partir de las fuentes eólicas-solares, rebasando a China que registró 102.3TWh de generación. Por su parte, México ha apostado fuertemente a este tipo de fuentes primarias, ya que ha encontrado los elementos necesarios para su aprovechamiento, participando con el 0.6% del total de generación mundial de energía solar y eólica (véase Figura 2.7).

**FIGURA 2. 7 GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL POR FUENTES RENOVABLES, 2012**  
(Participación porcentual)



Fuente: Renewables Information, IEA Statistics.

<sup>14</sup> BP Statistical Review OF world Energy, 2013.

Las fuentes renovables, principalmente las que se refieren al aprovechamiento de tecnologías eólica y solar, depende en gran medida del apoyo político y económico de los gobiernos. Sin embargo, debe de realizarse una adecuada planeación que permita al sistema integrar las características asociadas a este tipo de tecnologías, como la intermitencia, necesidad de respaldo, ampliación de redes de transmisión, entre otras, ya que de otra manera puede incrementarse el costo total de generación del sistema eléctrico debido al respaldo necesario para garantizar la continuidad de suministro. Algunos países han logrado incrementar la participación de las fuentes renovables sin incurrir en altos costos financieros para su apoyo, como es el caso de Alemania donde la penetración de estas tecnologías ha sido alta. Por otra parte, en los Estados Unidos de América, la retirada anticipada del apoyo financiero animó a las empresas a acelerar la actividad mientras recibían dicho apoyo.

### **Energía Nuclear**

La energía nuclear es una fuente de generación de electricidad limpia cuyas características permiten el suministro de energía de manera confiable y con un bajo impacto ambiental. Esto se debe a que este tipo de tecnología no requiere de combustión para su funcionamiento, sino que la energía se obtiene a partir de la fisión de átomos a través de la cual se producen grandes cantidades de energía que se emplean para generar electricidad. Por ello, en este proceso no se generan emisiones de gases efecto invernadero (GEI) que posteriormente se liberen a la atmósfera.

En este sentido, bajo una política de bajas emisiones de GEI este tipo de energía puede desplazar otras tecnologías contaminantes. Asimismo, reduce la dependencia energética hacia el exterior y produce electricidad de forma constante con precios estables y predecibles ya que, a diferencia de las tecnologías que emplean combustibles fósiles para la generación eléctrica, el Uranio empleado no representa una alta proporción dentro de los costos de generación. Estas ventajas relativas resultan en que cada vez más gobiernos apuesten por el mantenimiento de las centrales nucleares en sus países y la construcción de nuevas plantas.

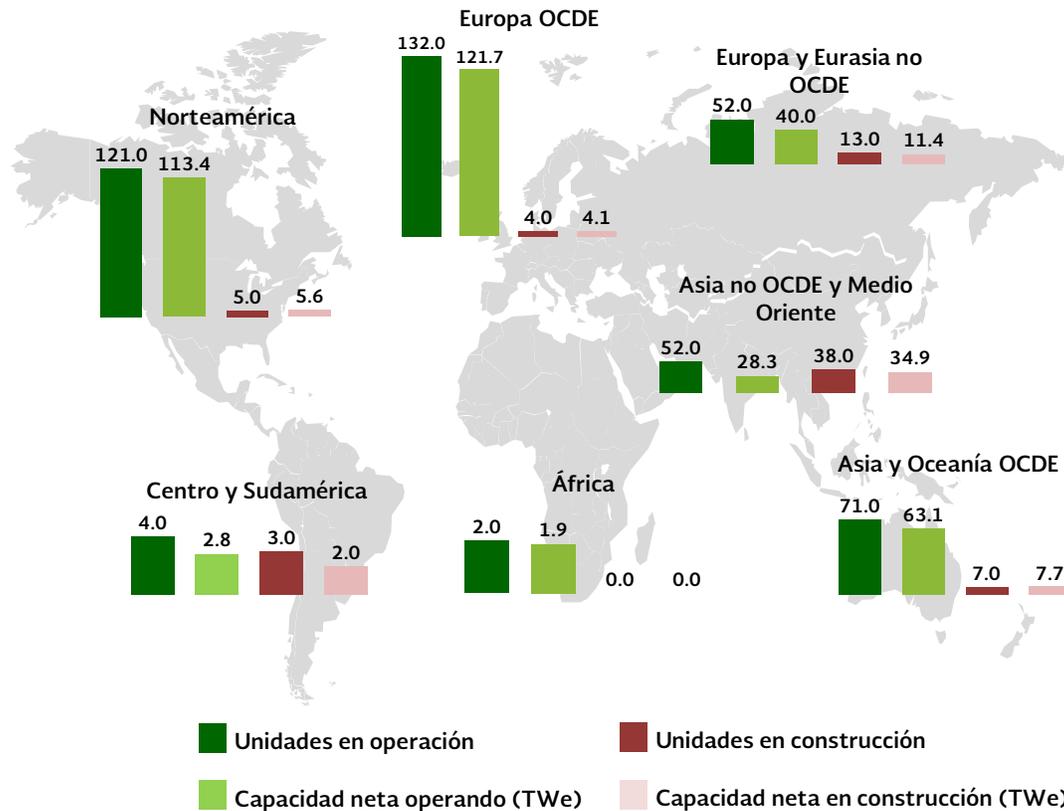
La producción mundial de electricidad a partir de energía nuclear cayó 6.9% en el 2012, la mayor reducción registrada por segundo año consecutivo. La producción japonesa cayó un 89%, lo que supone el 82% de la caída mundial. La producción a partir de este tipo de energía representó el 4.5% del total mundial, la menor cuota desde 1984<sup>15</sup>.

Los 435 reactores en operación producen alrededor del 15.0% de la electricidad mundial. Es importante mencionar que muchos países han vuelto a retomar los planes de expansión de capacidad de este tipo de centrales. Esta acción responde a la amenaza del calentamiento global y el cambio climático que, unido al incremento de la demanda de electricidad y del precio de los productos petrolíferos, ha motivado que distintos responsables políticos considere fundamental apostar por la continuidad de la energía nuclear, por el aumento de potencia de sus centrales e incluso por la construcción de nuevas plantas (véase Figura 2.8).

A finales de 2012, se contemplaba la construcción de 65 unidades en países como China, India, Bulgaria, Japón, Rusia, Corea del Sur, Finlandia y Francia. Estos países, conscientes de los problemas energéticos, medioambientales, y ahora económicos, construyen nuevas plantas nucleares ya que consideran que la energía nuclear es una fuente esencial para satisfacer sus necesidades energéticas presentes y futuras. De entre estos países destaca Francia, donde el 77.7% de su electricidad es de origen nuclear. El país galo construye un reactor nuclear de nueva generación (EPR) y anunció la intención de comenzar la construcción de uno nuevo.

En Finlandia, el 30% de la electricidad proviene de los cuatro reactores que tiene en operación. Actualmente construye una nueva unidad y ya hay estudios que plantean la necesidad de una sexta. Por su parte, Reino Unido, que cuenta con 18 reactores que en 2011 produjeron el 17.8% de su electricidad, ha decidido continuar con sus planes de construcción de nuevas centrales nucleares con dos objetivos básicos: frenar las emisiones contaminantes y reducir la dependencia del exterior.

<sup>15</sup> BP Statistical Review OF world Energy, 2013

**FIGURA 2. 8 REACTORES NUCLEARES EN OPERACIÓN COMERCIAL Y EN CONSTRUCCIÓN POR REGIÓN<sup>16</sup>**


Fuente: SENER, con información de Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA).

## 2.4. Interconexión

Las redes eléctricas son parte de la infraestructura básica de los sistemas eléctricos, pues permite la conexión entre generadores y consumidores finales. Estas redes eléctricas están conformadas por líneas de alta tensión y subestaciones que las conectan entre sí.

El tema del intercambio de electricidad entre países es uno de los temas que más ha interesado en los últimos años por ser un mecanismo de mercado con mucho potencial. Las interconexiones internacionales surgen de la idea de enlazar líneas y subestaciones de sistemas eléctricos de países vecinos que permitan el intercambio transfronterizo de energía. Entre los objetivos se encuentra ofertar electricidad generada en el propio país a los sistemas vecinos, y a su vez, recibir energía de otros países que satisfaga la propia demanda, incluso con precios más baratos.

*En América Central desde la década de los setentas se ha buscado interconectar sus respectivos sistemas de transmisión eléctrica, permitiendo de esta manera intercambios efectivos de electricidad.*

<sup>16</sup> Información correspondiente a Marzo de 2014

Una de las principales ventajas de la interconexión internacional se da por el aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados. Con la capacidad vacante en las líneas se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando las diferencias de precios entre los sistemas. Estos intercambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes, fluyendo la energía desde donde es más barata hacia donde es más cara. Por otra parte, el aumento de la competencia entre sistemas vecinos fomenta que el mercado tenga precios más competitivos y que las importaciones de energías desde otros países mejoren las propuestas de oferta, generando así la reducción del precio de la electricidad.

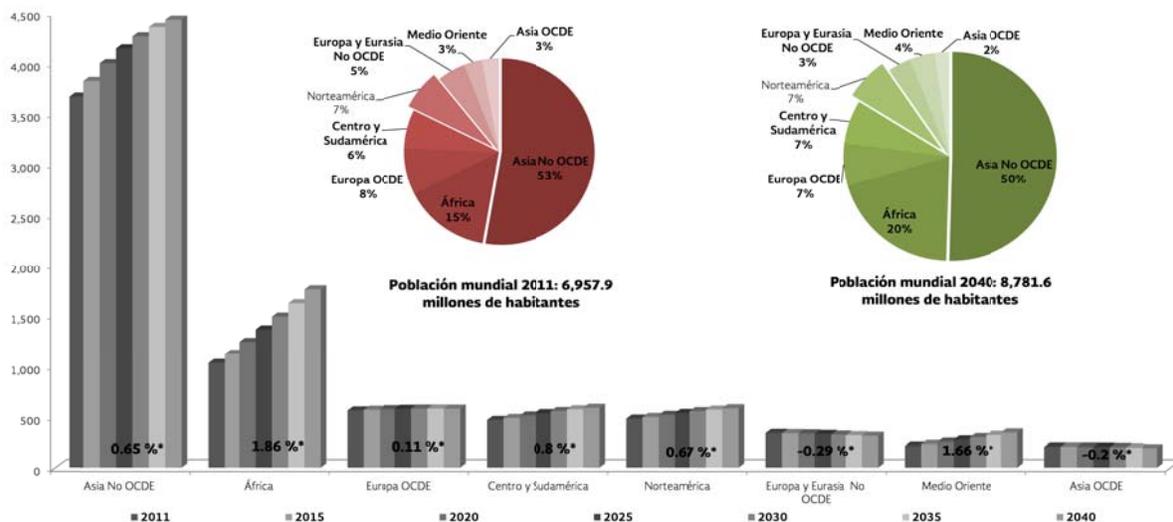
El sistema eléctrico interconectado europeo cuenta con más de medio siglo de existencia y es considerado el más grande y seguro del mundo. Europa comenzó a interconectar las redes eléctricas de los diferentes países a través de las denominadas interconexiones internacionales, con el objetivo inicial de aumentar los márgenes de seguridad, que al día de hoy permiten una verdadera integración de los distintos sistemas eléctricos nacionales.

México, por su parte, cuenta con varias líneas de interconexión con Estados Unidos de América, Guatemala y Belice. En el mediano y largo plazo se pretende construir una línea que abarque desde Estados Unidos al Istmo Centroamericano, a través de México. Este tema se abordará a mayor detalle en el siguiente capítulo.

## 2.5. Tendencias mundiales de las fuentes de energía para la generación eléctrica al 2040.

En el año 2011, de acuerdo con cifras de la Agencia Internacional de Energía, la población mundial era de 6,957.9 millones de habitantes. De este total, el 53.0% correspondía a una amplia región de Asia<sup>17</sup> que incluye a países como China e India. A esta región le sigue África con el 15% y en cuarta posición Norteamérica con el 7.0% del total de la población. Se espera que para el año 2040 estas cifras se incrementen en un 26.0%, alcanzando los 8,781.6 millones de habitantes, preservando las similitudes en la distribución porcentual, pero con un incremento en el porcentaje de África y disminuyendo en Europa y Eurasia No OCDE. Norteamérica se mantiene constante (véase Figura 2.9).

**FIGURA 2. 9 PROSPECTIVA MUNDIAL DE POBLACIÓN 2011-2040**  
(Participación porcentual)



Fuente: SENER con información del International Energy Outlook, 2014.

<sup>17</sup> No perteneciente al grupo de la OCDE.

África seguida de Medio Oriente, son las regiones con una tasa de crecimiento anual más alta, 1.8% y 1.6% respectivamente. Caso contrario la región de Europa y Eurasia no perteneciente a la OCDE que disminuye a lo largo del período 0.2%.

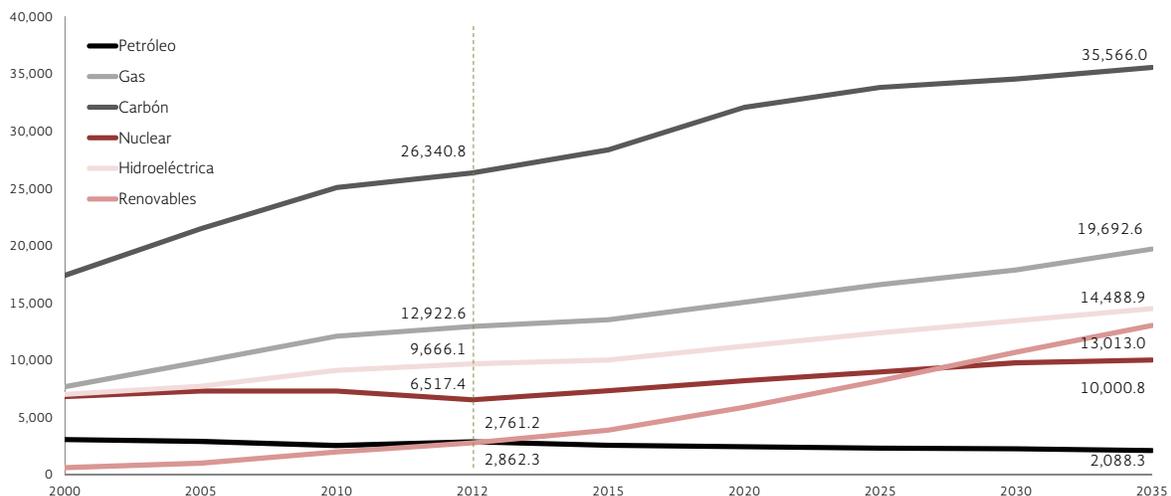
Este comportamiento poblacional permite identificar y ubicar la tendencia de la demanda mundial de energía dada la estrecha relación que existe entre estas variables. Las crecientes diferencias en la evolución de las economías mundiales han ocasionado que la demanda energética sea ligeramente menor que la de otros años, además de que el consumo energético se está adecuando al mundo cambiante (siendo en parte motor del cambio). Lo anterior es consecuencia de que las tendencias a largo plazo del mercado están sujetas a las políticas y al constante cambio de las economías en desarrollo, es decir, a medida en que los países se industrializan su crecimiento en consumo aumenta.

*Estados Unidos está en el camino de lograr la autosuficiencia energética, mientras que la dependencia de importaciones en Europa, China y la India se prevé que aumente*

En general, en el mundo cada vez hay una mayor apertura a la diversificación de la matriz energética, con ello se han dado cambios en los requerimientos de combustibles necesarios para satisfacer la demanda creciente de electricidad. Por ejemplo, en 2012 se presentó el mayor incremento mundial de los suministros de petróleo y gas asociado a una mayor oferta en los Estados Unidos de América. Asimismo, se dio un aumento récord de energía hidroeléctrica y la mayor caída de la historia de la energía nuclear.

BP Energy Outlook 2035 muestra una desaceleración del crecimiento de la demanda de energía mundial, a pesar del incremento en las economías emergentes. De acuerdo con esta publicación, en 2012 la energía que se consumió para la generación de electricidad fue de 61,060TWh y alcanzará los 94,849.6 TWh en el 2035, a una tasa media anual de 1.9%. Destaca que la fuente de energía con mayor porcentaje de penetración son las fuentes renovables con el 7.0% de crecimiento anual, ubicándose al final del periodo con 13,013 TWh (véase Figura 2.10).

**FIGURA 2. 10 TENDENCIA MUNDIAL DE LAS FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (TWh)**



Fuente: SENER con información del BP Energy Outlook 2035, 2014.

El suministro de gas natural crecerá a un ritmo del 1.8%, siendo el combustible fósil que presentará el crecimiento más rápido. En el caso del carbón su crecimiento será menor alcanzando 1.3%, sin embargo seguirá siendo el combustible con mayor participación en la generación mundial con el 37.5%. Se espera que China e India sean los principales demandantes.

Para el caso de las energías limpias y renovables, la producción de electricidad a partir de energía nuclear se prevé que aumente hasta 2035 en torno al 1.9% anual. China, India y Rusia suman el 96% del crecimiento total de este tipo de fuente, mientras que en Estados Unidos y Europa desciende debido a los cierres previstos. Se espera que el crecimiento promedio anual de la energía hidroeléctrica se ubique en 1.8% hacia 2035, con cerca de la mitad del aumento procedente de China, India y Brasil.

En lo que respecta a emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), BP reporta que, aunque la tasa de crecimiento se modera, las emisiones de carbono se espera que aumenten en un 29.0% de 2012 a 2035. Todo el crecimiento provendrá de los países fuera de la OCDE, mientras que en la OCDE las emisiones se reducirán un 9.0%. En 2035, se prevé que el 72.0% de las emisiones de CO<sub>2</sub> vengan de fuera de la OCDE.

## **2.6. Avances tecnológicos del sector eléctrico y su aplicación en México**

Las empresas eléctricas tanto privadas como las pertenecientes al Estado, tienen como uno de los principales retos a resolver la antigüedad de la infraestructura, así como ofrecer mayores incentivos para fomentar la inversión en la innovación de tecnologías que permitan la renovación y construcción de nuevas centrales de generación eléctrica, buscando contar con una mayor disponibilidad de energía.

Los altos costos de producción, transporte y distribución se deben, en gran medida, a las restricciones de tipo regulatorio que han impedido el paso a nuevas tecnologías. Por consecuencia, algunos países han rezagado su sistema eléctrico con una mínima participación en la investigación que reduzca la ineficiencia. Sin embargo, países líderes en la materia, apoyados de Institutos de Investigación Especializados, han mostrado un gran interés en compartir sus resultados y progresos.

México cuenta con dos Institutos de Investigación que identifican las tendencias tecnológicas mundiales y contribuyen al fortalecimiento de la industria eléctrica, estos son el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ).

### **2.6.1. Instituto de Investigaciones Eléctricas**

Creado en 1975 como un organismo público descentralizado, es un centro de investigación del Sector Energía focalizado en el área eléctrica. Sus objetivos principales son la investigación, innovación aplicada, desarrollo tecnológico, ingeniería y servicios técnicos especializados en áreas como la eficiencia energética, planeación y expansión del sistema eléctrico nacional, confiabilidad, seguridad, simulación, energías renovables, automatización, y nuevas tecnologías de información. Además, realiza la comercialización y transferencia tecnológica de sus desarrollos, ofrece capacitación y actualización de los ingenieros del sector, así como el otorgamiento de grados académicos<sup>18</sup>.

Cuenta con tres líneas de desarrollo tecnológico:

- Sistemas Eléctricos
- Energías Alternas
- Sistemas Mecánicos

<sup>18</sup> <http://vmwl1.iie.org.mx/sitioIIE/sitio/control/01/index.php?tipo=01>

Dentro de sus tareas, ha realizado distintas investigaciones que han beneficiado al sector eléctrico. Entre los más recientes se encuentra un estudio de beneficio-costado de la implementación masiva de sistemas fotovoltaicos interconectados (SFVI) con la red de distribución en el sector doméstico de la ciudad de Mexicali, Baja California. Este consistió en la identificación y el análisis de las alternativas de modelos de servicios para la implementación de tales sistemas. Con esto se permitirá a la CFE contar con la información de referencia para la planificación y toma de decisiones estratégicas en el ámbito de los sistemas fotovoltaicos para el sector doméstico de la entidad<sup>19</sup>.

Desarrolló un proyecto para inferir la respuesta del yacimiento de Los Azufres a la explotación mediante el análisis de los patrones de comportamiento de parámetros químicos, isotópicos y de producción de los pozos. Realizó un estudio geoquímico e isotópico de cinco zonas de prospección geotérmica de México para la CFE. Los resultados le facilitarán a la CFE realizar la evaluación potencial de cada zona y la posible utilización de los recursos de dichas zonas.

Otro de los estudios hechos por este Instituto sirvió como apoyo al Gobierno de la Ciudad de México, realizando una evaluación técnica de las propuestas presentadas por varias empresas, nacionales e internacionales, para el diseño, construcción, administración, operación y autoabastecimiento, del proyecto de generación de electricidad con el biogás producido en la cuarta etapa del relleno sanitario de Bordo Poniente.

Uno de los trabajos recientes de investigación consistió en evaluar las opciones tecnológicas para la mitigación de las emisiones de GEI en el sector eléctrico mexicano. En este estudio se presentaron dos escenarios: un empleando energía nuclear y combustibles fósiles con tecnologías que incorporan sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y el otro mediante fuentes renovables de energía<sup>20</sup>. Este tema es retomado en todo el mundo ante el calentamiento global, que es uno de los principales problemas a los cuales se encuentra expuesta la sociedad y que cada vez más se trata de controlar.

## 2.6.2. Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

Tiene sus antecedentes en 1956 como Comisión Nacional de Energía Nuclear, ya para 1972 cambió su nombre al actual sin variar su objetivo: planear y realizar investigación y desarrollo en el campo de las ciencias y tecnologías nucleares, así como promover los usos pacíficos de la energía nuclear y difundir los avances para vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

Dentro de sus líneas de Investigación se encuentran:

- Ciencias Nucleares
- Ecología y protección del medio ambiente
- Fuentes Energéticas
- Tecnología de reactores nucleares

<sup>19</sup> <http://www.iiie.org.mx/inf2012/prospectivos.pdf>

<sup>20</sup> <http://www.iiie.org.mx/boletin012014/inves.pdf>

En el 2013, realizó una diversidad de proyectos como el diseño de recargas de combustible nuclear para reactores del tipo BWR<sup>21</sup>, que incluyó los diseños de celdas de combustible y ensambles de combustible nuclear, esto es para brindar el soporte técnico adecuado a la central de laguna verde. Además, realizó una evaluación de los procedimientos de gestión de accidentes severos de los BWR'S de la central Nucleoeléctrica Laguna Verde, etapa 2.

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos en el incremento de producción de energía eléctrica, se han realizado estudios en energía geotérmica con el apoyo de tecnologías desarrolladas que han permitido realizar la exploración de cuatro campos geotérmicos, en colaboración con la CFE, para identificar nuevas áreas de producción energética. El método consiste en determinar zonas de alta permeabilidad en campos geotérmicos mediante la detección de un gas inestable que es transportado por la diferencia de temperaturas que produce la fuente de calor (fuente geotérmica), localizada en el subsuelo. La evaluación de las pequeñas concentraciones de este gas, naturalmente presente en la naturaleza, producen mapas que se interpretan tridimensionalmente con otras mediciones geofísicas realizadas por CFE, con un software para determinar los sitios más probables de perforación (2-3 kilómetros de profundidad) con fines de producción energética.

Otro de los temas que se han desarrollado dentro del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, es el referente al método para la exploración de Uranio, que se desarrolló en colaboración con el Servicio Geológico Mexicano (SGM) y, quien promueve el aprovechamiento de los recursos minerales en el País<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> BWR: es un reactor de agua en ebullición.

<sup>22</sup> <http://www.inin.gob.mx/plantillas/investigacion.cfm?clave=4&campo=AM-313&id=342&year=2013>



### 3. MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL 2003-2013

El subsector eléctrico en México es un componente estratégico en la economía del país, por ello, los esfuerzos del Gobierno se han enfocado en su fortalecimiento. Asegurar el abastecimiento de energía eléctrica y alcanzar una mayor cobertura del servicio son objetivos primordiales que, potencializados, contribuyen al buen funcionamiento de la cadena productiva.

Este capítulo tiene como objetivo, describir el comportamiento del consumo nacional de energía eléctrica en la última década a nivel sectorial y regional, con la finalidad de conocer los avances y programas llevados a cabo. Asimismo, mostrar la evolución de la capacidad instalada, la generación de energía eléctrica y el consumo de combustibles asociado.

#### 3.1. Consumo nacional de energía eléctrica.

Existe una relación muy estrecha entre el comportamiento de la economía mexicana y el consumo de electricidad; ejemplo de ello es que, con la recesión económica del 2009, disminuyeron drásticamente los niveles de consumo. En 2010 hubo una mejoría económica, con lo que se impulsó el nivel del consumo eléctrico, pero en 2011, pese a una ligera recuperación, la variación anual de crecimiento del PIB fue menor, siendo la misma para 2012 y 2013, con lo cual los efectos de la economía mundial volvieron a impactar negativamente en el crecimiento esperado.

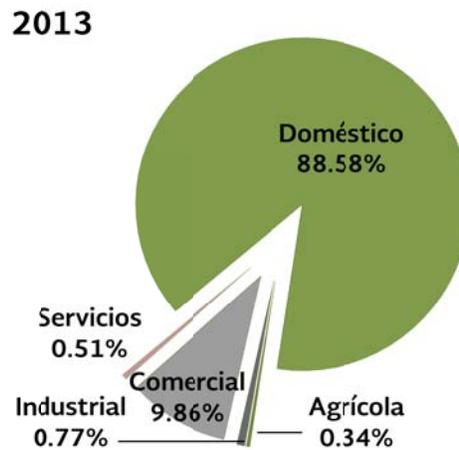
No obstante, el esfuerzo hecho por el Gobierno Federal por minimizar el impacto de los desequilibrios económicos de escala mundial, principalmente en los precios de los combustibles, ha logrado mantener los niveles de consumo de energía eléctrica, manifestándose en un comportamiento similar a la trayectoria del PIB del país. En el país se cuenta con 36.7 millones de consumidores facturables<sup>23</sup>, de los cuales el 88.0% son usuarios domésticos. Pese a los incrementos observados en los costos derivados de las constantes variaciones en los precios de los combustibles, se logró minimizar el impacto de éstos en la tarifas.

Los fuertes incentivos por mantener las tarifas a un nivel constante, tienen como consecuencia la estabilidad en el número de usuarios que requieren el servicio eléctrico, incrementándose en los últimos años (véase Figura 3.1).

---

<sup>23</sup> Cifras al 2013 en la página de la CFE  
([http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/Clientes.aspx](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/Clientes.aspx)).

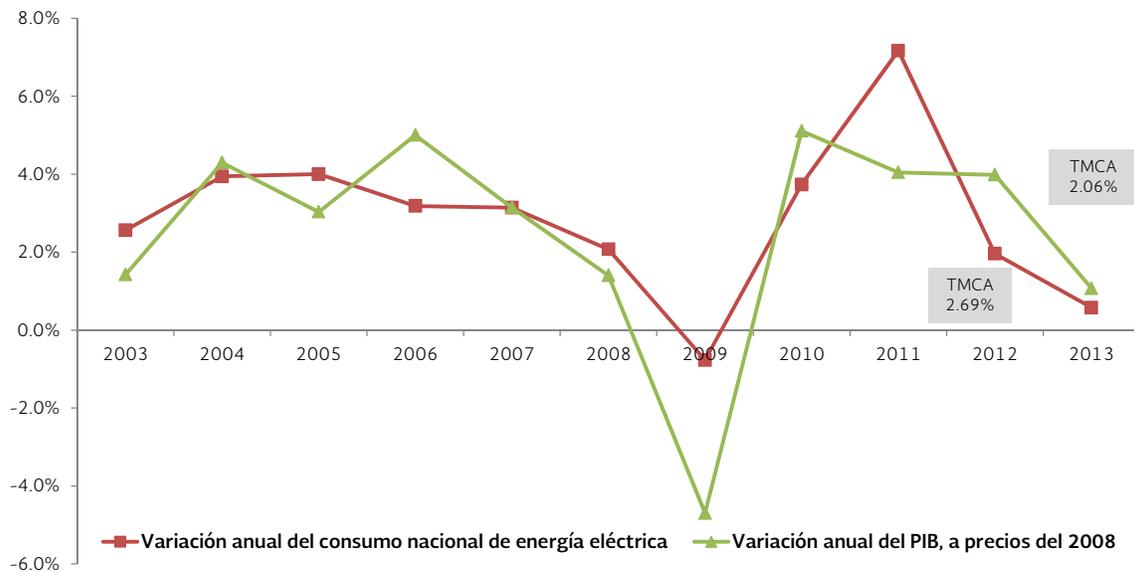
**FIGURA 3. 1. CONSUMIDORES FACTURADOS**  
(Participación porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

En el 2013, el PIB creció 1.1%, mientras que el consumo de energía eléctrica se incrementó sólo un 0.6% con respecto al 2012, para ubicarse en los 235.2 TWh (véase Figura 3.2).

**FIGURA 3. 2. EVOLUCIÓN DEL PIB Y EL CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2003-2013.**  
(Variación porcentual)



Fuente: SENER con información del INEGI y CFE.

Las ventas internas en el 2013 fueron de 207,380 GWh, 0.1% menor al año anterior, pese a que la tasa media de crecimiento anual para el período 2003-2012 se ha mantenido en 2.6% gracias a la constante incorporación de nuevos usuarios y a los efectos de la regularización.

Para el consumo autoabastecido en el último año, hubo un incremento de 10.6%, alcanzando los 29,039 GWh, es decir, 2,782 GWh más que el registrado en el 2012 y presentando un promedio anual de crecimiento de 5.7% durante el período 2003-2013 (véase Cuadro 3.1).

**CUADRO 3. 1. CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2003-2013.**  
(GWh)

Concepto	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Consumo nacional	176,992.0	183,972.0	191,339.0	197,435.0	203,638.0	207,859.0	206,263.0	213,970.0	229,318.0	233,968.4	236,419.2	2.9
variación anual (%)	2.6	3.9	4.0	3.2	3.1	2.1	-0.8	3.7	7.2	2.0	1.0	
Ventas internas <sup>1</sup>	160,384.0	163,509.0	169,757.0	175,371.0	180,469.0	183,913.0	182,518.0	187,814.0	202,226.0	207,711.4	207,380.2	2.6
variación anual (%)	0.1	1.9	3.8	3.3	2.9	1.9	-0.8	2.9	7.7	2.7	-0.2	
Autoabastecimiento	16,608.0	20,463.0	21,582.0	22,064.0	23,169.0	23,946.0	23,745.0	26,155.0	27,092.0	26,257.0	29,039.0	5.7
variación anual (%)	34.3	23.2	5.5	2.2	5.0	3.4	-0.8	10.1	3.6	-3.1	10.6	

1 Se incluye el concepto de energía vendida a costo cero a los empleados de CFE.

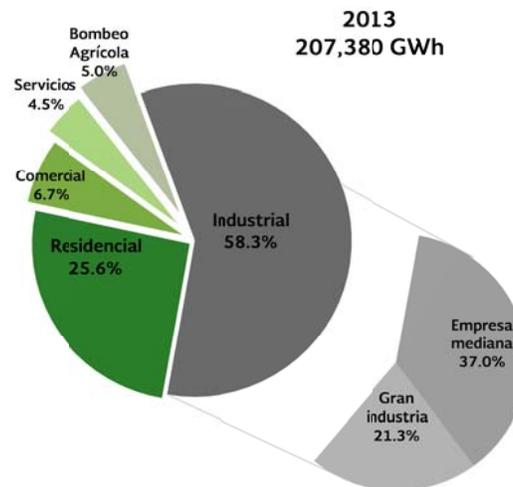
tmca : tasa media de crecimiento anual para el periodo 2004-2013, tomando como referencia 2003.

Fuente: SENER con información de CFE.

### 3.1.1. Ventas sectoriales

Para el año 2013, el sector que registró el mayor consumo de energía eléctrica fue el Industrial con el 58.3% del total, es decir 120,892 GWh. Este sector presenta dos características muy particulares que resaltan su participación en la demanda de electricidad: el alto consumo y la amplitud en los horarios de demanda. La empresa mediana tuvo la mayor concentración con el 37.0%, equivalente a 76,772GWh, mientras que la gran industria 21.3%. Esta última tuvo un decremento de cinco puntos porcentuales a comparación del año 2012 (véase Figura 3.3).

**FIGURA 3. 3. VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2013.**  
(Participación Porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

El segundo lugar en nivel de ventas correspondió al sector residencial, con 25.6% del total; sus ventas equivalen a 53,094 GWh, 323 GWh más que 2012. Este aumento está vinculado con el compromiso de una mayor cobertura del servicio, la regulación y la reducción de pérdidas de energía. Para el sector comercial, las ventas registradas fueron de 13,826 GWh y para el sector servicios fue de 9,285 GWh. El restante le correspondió al bombeo agrícola con el 5.0% del total de las ventas.

Para la década de 2003-2013, el sector con mayor crecimiento anual fue el de servicios con una tasa de 4.2%, seguido de bombeo agrícola con 3.4% y la empresa mediana con el 3.0%. El sector residencial ha mantenido constante su crecimiento de cerca de 2.9%, mientras que el comercial tiene una tendencia a la baja con un 0.8% de crecimiento anual (véase Cuadro 3.2).

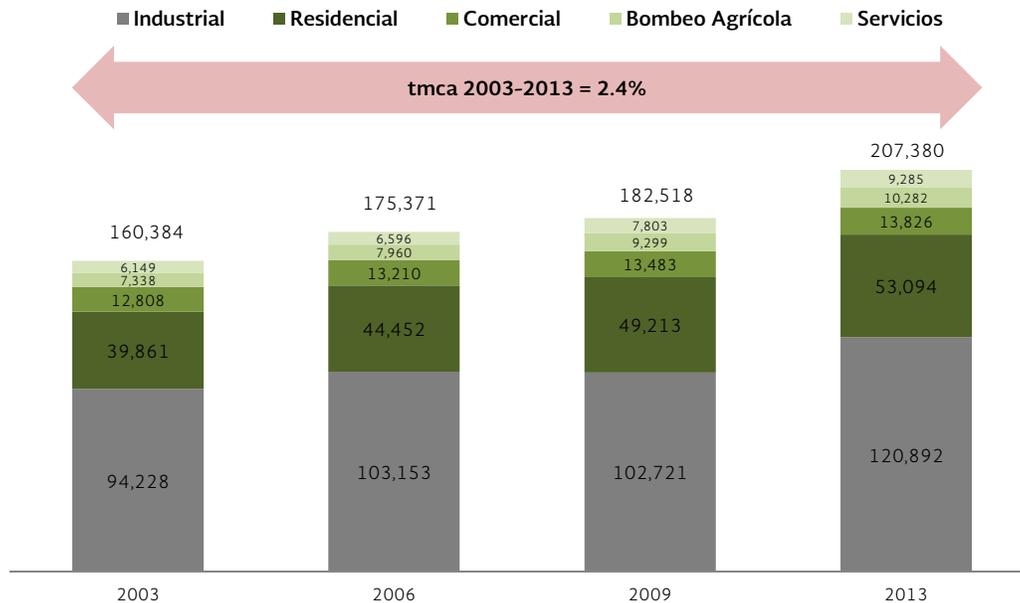
**CUADRO 3. 2. VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR, 2003-2013.**  
(GWh)

Sector	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
<b>Total nacional</b>	<b>160,384</b>	<b>163,509</b>	<b>169,757</b>	<b>175,371</b>	<b>180,469</b>	<b>183,913</b>	<b>182,518</b>	<b>187,814</b>	<b>202,226</b>	<b>207,711</b>	<b>207,380</b>	2.4
Residencial	39,861	40,733	42,531	44,452	45,835	47,451	49,213	49,407	52,505	52,771	53,094	2.8
Comercial	12,808	12,908	12,989	13,210	13,388	13,627	13,483	13,069	13,675	14,001	13,826	0.9
Servicios	6,149	6,288	6,450	6,596	6,809	7,074	7,803	7,723	8,089	8,388	9,285	3.9
Industrial	94,228	96,612	99,720	103,153	106,633	107,651	102,721	109,015	116,984	121,735	120,892	2.2
Empresa mediana	56,874	59,148	61,921	65,266	67,799	69,100	67,913	70,379	73,847	76,201	76,772	2.9
Gran industria	37,354	37,464	37,799	37,887	38,833	38,551	34,808	38,636	43,137	45,535	44,120	1.1
Bombeo Agrícola	7,338	6,968	8,067	7,960	7,804	8,109	9,299	8,600	10,973	10,816	10,282	2.7

Fuente: SENER con información de CFE.

De esta manera, el promedio anual de las ventas internas se han incrementado 2.4% durante el período 2003-2013 (véase Figura 3.4).

**FIGURA 3. 4. EVOLUCION SECTORIAL DE LAS VENTAS INTERNAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2003-2013.**  
(GWh)



Fuente: SENER con información de CFE.

### 3.1.2. Ventas regionales

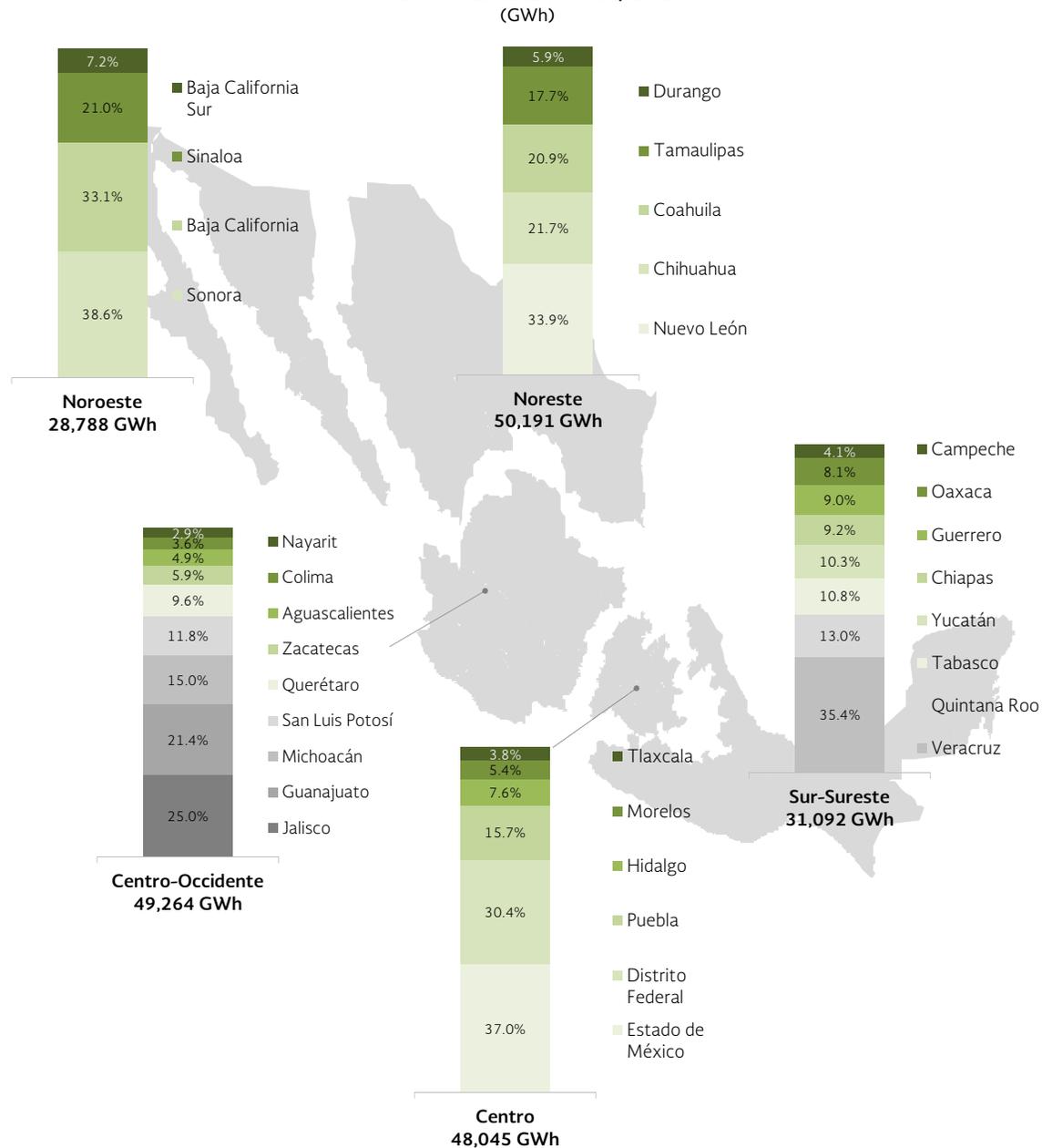
El país está dividido en cinco regiones establecidas por la Presidencia de la República. Identificar cada una de las zonas es vital para entender el comportamiento regional en las ventas de energía eléctrica (véase Figura 3.5).

FIGURA 3. 5. REGIONALIZACIÓN ESTADÍSTICA DEL MERCADO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Del total de ventas de energía eléctrica, la región con mayor participación fue Noreste con el 24.2% (50,191 GWh), seguido de Centro-Occidente con el 23.8% (49,264 GWh) y Centro con 23.2% (48,045 GWh); Sur-Sureste y Noroeste, presentaron las menores participaciones con el 15.0% (31,092 GWh) y 13.9% (28,788 GWh), respectivamente (véase Figura 3.6)<sup>24</sup>.

<sup>24</sup> Véase Cuadro 3.A en Anexo 2, Cuadros estadísticos.

**FIGURA 3. 6. ESTRUCTURA DE LAS VENTAS INTERNAS POR ENTIDAD FEDERATIVA Y REGIÓN ESTADÍSTICA, 2013.**


Fuente: SENER con información de CFE.

### Noroeste

Por sus condiciones geográficas y climáticas, esta región tiene un alto consumo de energía eléctrica asociado al uso de sistemas de aire acondicionado, ventiladores o sistemas de refrigeración. En 2013, las ventas fueron de 28,788 GWh, de los cuales el estado de Sonora concentró el 38.6% y Baja California 34.0%. Los estados de Sinaloa y de Baja California Sur registraron una disminución de un punto porcentual en sus ventas de energía eléctrica con respecto al año 2012.

### **Noreste**

Esta región se ha caracterizado por su fuerte dinamismo económico gracias a su amplio desarrollo industrial y manufacturero, donde las ramas de la siderúrgica, cementera, química, vidrio, entre otras, emplean intensamente la energía eléctrica dentro de sus procesos. Así, para el 2013 las ventas fueron de 50,191 GWh con la mayor demanda registrada en el estado de Nuevo León, con el 33.9% (17,004 GWh). Sin embargo este porcentaje de participación fue 1.5 menor que el año anterior, pese a que mantiene el 8.2% de participación a nivel nacional. Por otra parte, los estados de Chihuahua, Coahuila y Tamaulipas participaron con el 21.7%, 20.9% y 17.7% respectivamente. El estado de Durango representa el 1.4% de las ventas a nivel nacional, con 2,941 GWh.

### **Centro Occidente**

El sector industrial en esta región ha tenido un fuerte dinamismo, concentrándose el consumo de energía en zonas altamente industrializadas como lo son las ciudades de Guadalajara, Querétaro, León entre otras. Para el año 2013 esta región registró ventas por 49,264 GWh, equivalente al 23.8% del total nacional. Jalisco, Guanajuato y Michoacán destacan por su alta actividad sectorial, además de la alta concentración poblacional que tienen en sus principales ciudades y municipios, y que, en conjunto, representan el 14.6% de las ventas de energía de toda la República Mexicana y el 61.4% del total de la región, con 12,324 GWh, 10,559 GWh y 7,379 GWh, respectivamente. Por otro lado, Colima y Nayarit ocupan las últimas posiciones, aun cuando han incrementado su participación 0.2 y 0.1 puntos porcentuales, con respecto a lo registrado en el año 2012.

### **Centro**

Esta región se ha caracterizado por una alta densidad poblacional incrementando el nivel del consumo de la electricidad. Durante el período 2003 al 2013 dichas ventas se incrementaron 1.5% en promedio anual, ubicándose en los 48,045 GWh al final de este período.

El área metropolitana comprendida por el Estado de México y el Distrito Federal, representaron el mayor nivel de demanda de electricidad de la región, con una participación de 37.0% (17,790 GWh) y 30.4% (14,609 GWh) respectivamente. En conjunto concentraron el 13.6% del total nacional. En esta zona existe un gran desarrollo de todos los sectores de la economía mexicana, así como el sistema de bombeo Cutzamala que emplea intensivamente energía eléctrica. Por otro lado, los sectores residencial y comercial representan la mayor proporción en cargas atendidas de media y baja tensión de las ventas de energía. Otro factor importante en este aumento del nivel de ventas es el proceso de regularización y normalización de la facturación de los usuarios en el Distrito Federal. Destaca que esta región ha tenido una disminución de su consumo de electricidad de 0.5 puntos porcentuales con respecto al 2012, por efecto de los programas de ahorro y eficiencia implementados.

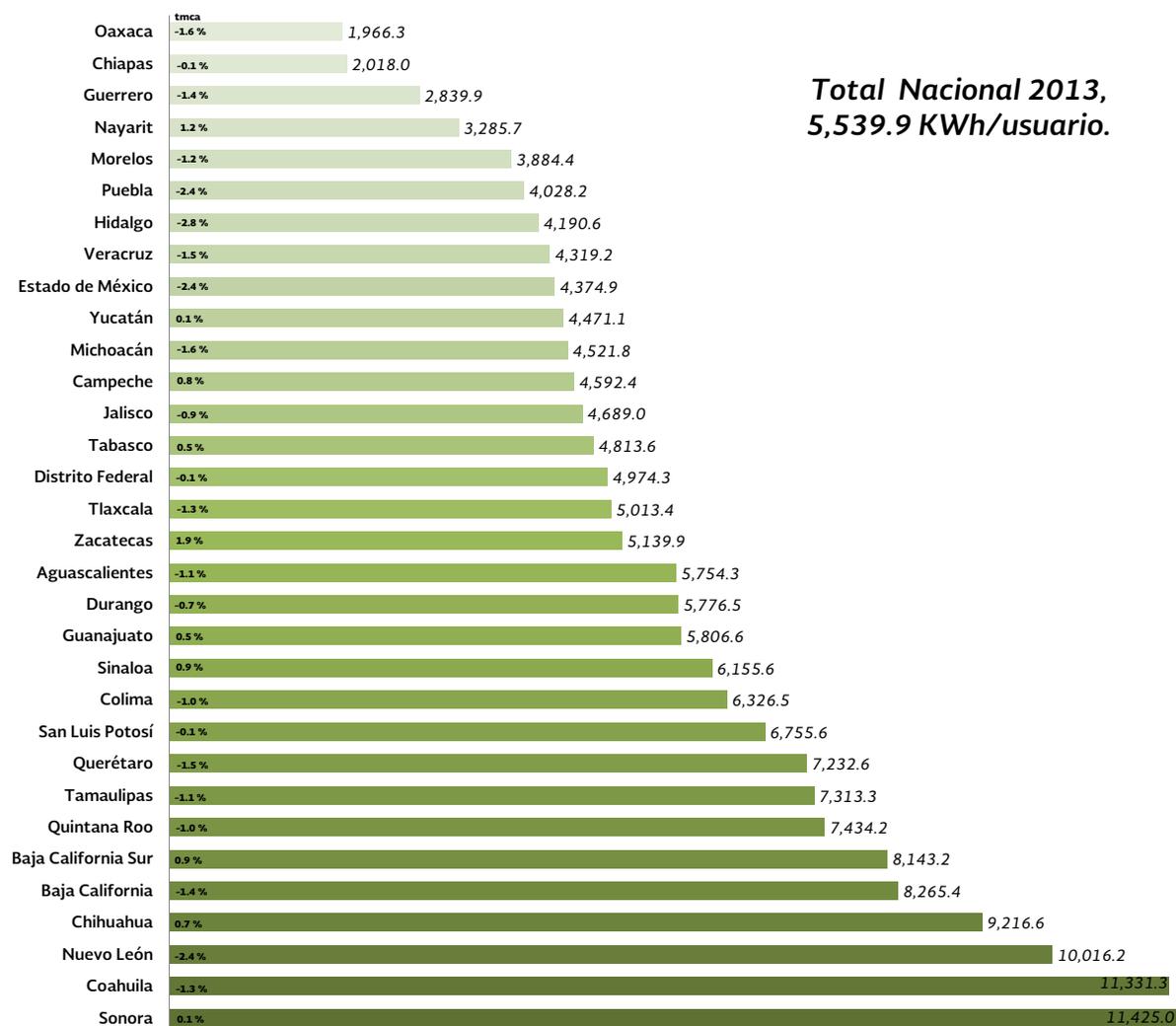
### **Sur-Sureste**

Esta región presenta el mayor ritmo de crecimiento anual en la década 2003-2013 con el 3.2% y el 15.0% en participación del consumo nacional de electricidad, equivalente a 31,095 GWh en el último año. Veracruz ha tenido un constante desarrollo en diversas industrias como la siderúrgica, cementera, papel, vidrio, azucarera y cervecera; posicionándose así como el estado con mayor nivel de ventas de la región 35.4% (11,000 GWh) y en conjunto con las actividades petroleras, como son las refinerías y demás instalaciones petroquímicas de PEMEX concentraron el 5.3% del consumo nacional de energía eléctrica. Por su parte, Campeche nuevamente es el Estado con menor concentración de ventas regionales, participando con el 4.1% (0.1 puntos porcentuales más que el año 2012), y apenas el 0.6% del total nacional.

### 3.1.3. Ventas por usuario

Las ventas de energía eléctrica por usuario se obtienen al dividir las ventas por entidad federativa entre el número de usuarios atendidos por el servicio público. En el período 2003- 2013, la tasa de crecimiento tuvo un tendencia negativa de -0.9% a nivel nacional, con 5,539.9 kWh/usuario. Las regiones Noroeste y Centro son las únicas que han tenido una ligera mejoría en la relación de ventas por usuario<sup>25</sup> con -0.25% y 1.66% en promedio anual, respectivamente. Dentro de los estados con mayores ventas por usuario, se encuentra Sonora, Coahuila y Nuevo León, pero Zacatecas ha tenido la mayor tasa de crecimiento anual en la última década con el 1.9% (véase Figura 3.7).

**FIGURA 3. 7. VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR USUARIO Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2003-2013**  
(KWh/usuario)



Fuente: SENER con información de CFE.

En 2013 se dio un incremento de 1,033,889 (2.8%) en el número de usuarios a nivel nacional, ubicándose en 37,433,693. Los estados con mayor venta de energía kWh/usuario fueron Sonora (11,425 kWh/usuario), Coahuila (11,331.3 kWh/usuario) y Nuevo León (10,016.2kWh/usuario), mientras que Oaxaca registró el menor nivel con 1,966.3 kWh/usuario.

<sup>25</sup> Véase Cuadro 3.B en anexos.



### 3.2. Demanda del Sistema Interconectado Nacional

Uno de los factores en la estimación de la demanda agregada, es la determinación de la capacidad necesaria requerida, considerando las variaciones temporales (estacionales, semanales, diarias y horarias) para abastecer la demanda máxima del año, es decir, el valor máximo de las demandas que se presentan en una hora de tiempo en el año para cada área.

#### 3.2.1. Demanda máxima coincidente

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

En el 2013, la demanda máxima fue de 38,138 MW, 0.4% mayor que el 2012, y nuevamente se presentó en el mes de Junio. La demanda del SIN tiene un comportamiento ligado a la economía que se ve reflejado en el factor de carga<sup>26</sup> y, para el 2013, este factor fue de 78.2% (véase Cuadro 3.3).

**CUADRO 3. 3. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DEL SIN, 2003-2013.**  
(MW)

Periodo	Datos anuales										
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enero	24,789	25,566	28,110	29,070	30,292	30,573	29,769	31,166	32,381	33,219	33,081
Febrero	25,652	25,980	28,488	29,554	30,187	31,375	30,510	30,500	33,456	33,636	33,934
Marzo	26,403	26,543	29,019	30,151	31,524	32,364	31,373	32,237	34,948	34,645	34,448
Abril	25,815	26,265	29,273	30,533	31,024	32,855	31,304	32,580	34,824	35,056	36,054
Mayo	27,433	27,282	30,380	31,116	31,686	33,192	32,558	34,560	36,972	37,297	37,608
Junio	26,325	26,742	30,919	31,547	32,577	33,680	33,430	35,310	37,256	38,000	38,138
Julio	25,602	26,016	29,736	31,040	31,217	32,189	33,383	33,299	35,417	35,891	36,393
Agosto	25,748	26,717	30,318	31,130	32,156	33,039	33,568	35,080	36,802	36,586	37,914
Septiembre	25,530	26,402	31,268	31,057	32,218	32,093	33,154	35,032	36,526	36,621	35,995
Octubre	25,439	27,275	30,278	31,015	32,021	31,510	33,297	33,411	34,997	33,158	34,972
Noviembre	25,840	26,682	29,652	30,422	31,202	30,829	31,274	32,852	33,932	33,578	33,539
Diciembre	25,998	27,197	29,867	30,366	31,232	30,429	32,235	32,294	33,399	34,057	33,496
Máxima coincidente	27,433	27,282	31,268	31,547	32,577	33,680	33,568	35,310	37,256	38,000	38,138
Incremento (%)	4.9	-0.6	14.6	0.9	3.3	3.4	-0.3	5.2	5.5	2.0	0.4
Factor de carga (%)	76.3	79.0	78.0	80.0	80.0	78.0	78.4	77.7	78.5	78.1	78.2

Fuente: SENER con información de CFE.

#### 3.2.2. Demanda bruta operativa

Para poder determinar la demanda horaria es necesario identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos registrados durante ciertos períodos en el SIN. En el 2013, el área Occidental registró el mayor volumen de demanda en carga máxima de 9,207 MW, 2.6% más que el registrado en 2012. En segundo lugar está la zona centro con 8,411 MW.

<sup>26</sup> El factor de carga indica el comportamiento de la demanda promedio de energía eléctrica con relación a la demanda máxima registrada en un mismo lapso de tiempo.

En cuanto a las tasas de crecimiento registradas en el periodo 2003-2013, destaca el área de Baja California Sur cuya tmca fue la mayor en los tres periodos, carga máxima, media y base con 7.2%, 6.8% y 6.1% respectivamente (véase Cuadro 3.4).

**CUADRO 3. 4. DEMANDA BRUTA OPERATIVA DEL SIN, 2003-2013.**  
(MW)

Área	Carga	Datos anuales											tmca (%)
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Norte	P	2,720	2,853	2,997	3,113	3,130	3,328	3,248	3,385	3,682	3,725	3,841	3.5
	M	1,896	1,963	2,083	2,140	2,216	2,202	2,218	2,328	2,524	2,559	2,588	3.2
	B	1,715	1,667	1,782	1,831	1,894	1,875	1,897	2,007	2,201	2,237	2,255	2.8
Noreste	P	5,688	6,148	6,068	6,319	6,586	6,780	6,886	7,070	7,587	7,798	7,781	3.2
	M	4,106	4,256	4,410	4,590	4,688	4,761	4,734	4,959	5,409	5,439	5,432	2.8
	B	3,756	3,797	3,936	4,090	4,184	4,233	4,189	4,395	4,845	4,869	4,854	2.6
Occidental	P	6,632	6,523	7,047	7,106	7,437	8,069	7,763	8,175	8,669	8,975	9,207	3.3
	M	4,999	5,157	5,449	5,621	5,891	5,966	5,957	6,347	6,857	7,020	7,075	3.5
	B	4,638	4,364	4,618	4,775	5,016	5,074	5,033	5,399	5,880	6,030	6,080	2.7
Central	P	7,874	8,047	8,287	8,419	8,606	8,435	8,702	9,004	8,844	8,651	8,411	0.7
	M	5,252	5,394	5,608	5,767	5,931	5,969	5,954	6,190	6,291	6,246	6,152	1.6
	B	4,672	4,049	4,262	4,371	4,505	4,543	4,537	4,741	4,810	4,786	4,731	0.1
Oriental	P	5,434	5,425	5,684	5,882	5,786	6,181	6,071	6,356	6,577	6,656	6,709	2.1
	M	3,891	3,954	4,133	4,275	4,375	4,452	4,463	4,577	4,846	4,990	5,048	2.6
	B	3,550	3,430	3,615	3,703	3,842	3,881	3,899	4,007	4,257	4,387	4,443	2.3
Peninsular	P	1,043	1,087	1,174	1,268	1,275	1,375	1,435	1,520	1,544	1,583	1,874	6.0
	M	776	801	824	881	953	1,007	1,051	1,050	1,111	1,131	1,176	4.2
	B	718	636	658	703	763	805	841	842	888	903	943	2.8
Noroeste	P	2,491	2,606	2,872	2,916	3,059	3,072	3,285	3,617	3,772	3,870	4,087	5.1
	M	1,596	1,668	1,770	1,823	1,897	1,900	1,940	1,979	2,198	2,288	2,337	3.9
	B	1,399	1,417	1,515	1,540	1,602	1,593	1,616	1,651	1,838	1,919	1,965	3.5
Baja California	P	1,823	1,856	1,909	2,095	2,208	2,092	2,129	2,229	2,237	2,302	2,225	2.0
	M	1,211	1,170	1,195	1,266	1,287	1,300	1,267	1,255	1,304	1,368	1,369	1.2
	B	1,076	966	984	1,039	1,051	1,054	1,029	1,017	1,058	1,109	1,120	0.4
Baja California Sur	P	214	234	264	284	307	341	360	368	385	389	428	7.2
	M	141	152	166	183	197	220	227	230	248	252	272	6.8
	B	125	122	135	149	161	179	188	190	205	209	225	6.1
Pequeños sistemas	P	22	24	24	25	28	30	31	31	32	31	27	2.1
	M	12	12	13	14	15	17	17	17	17	16	16	2.9
	B	9	10	10	10	12	14	15	15	15	13	13	3.7

P= Carga máxima; M= Carga media; B= Carga base (promedio de las demandas mínimas diarias).  
Fuente: SENER con información de CFE.

### 3.2.3. Comportamiento horario y estacional

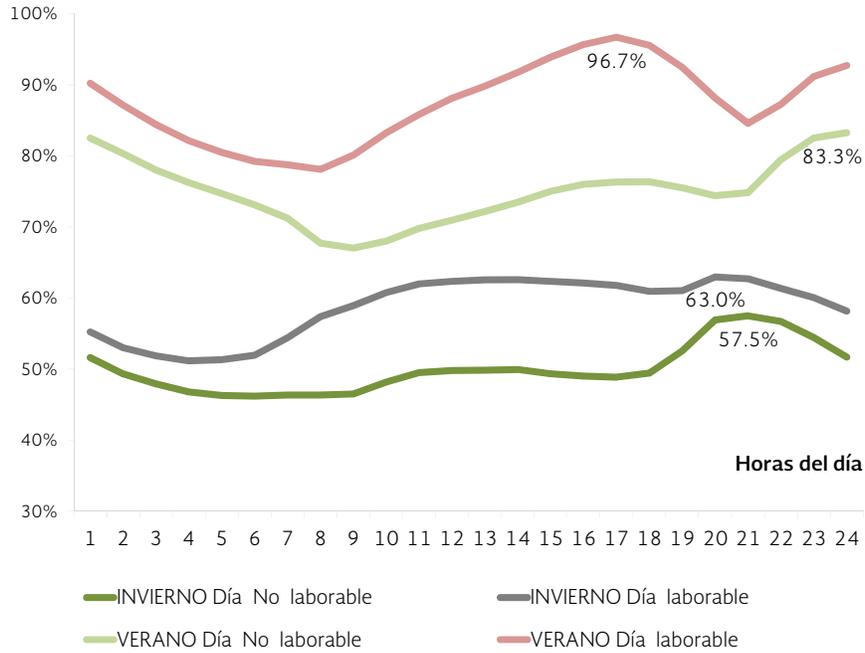
La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes tipos (industrial, residencial, comercial, entre otros). Los instantes respectivos de conexión y desconexión de estas cargas son aleatorios, pero la potencia requerida en un período dado por el conjunto de cargas sigue un patrón determinado que depende del ritmo de las actividades en las regiones atendidas por el SEN.

En las Figuras 3.8 y 3.9 se muestra la tendencia típica de la carga en las regiones Norte y Sur del país, respectivamente, tanto para días laborales como no laborales, en invierno y verano, durante el 2013. En ellas se señala la magnitud relativa de las cargas horarias respecto a la demanda máxima anual de potencia. Se puede apreciar que los perfiles de carga dependen de la región geográfica, estación del año, tipo y hora del día.

**FIGURA 3. 8. CURVAS TÍPICAS DE CARGA HORARIA RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMAS**



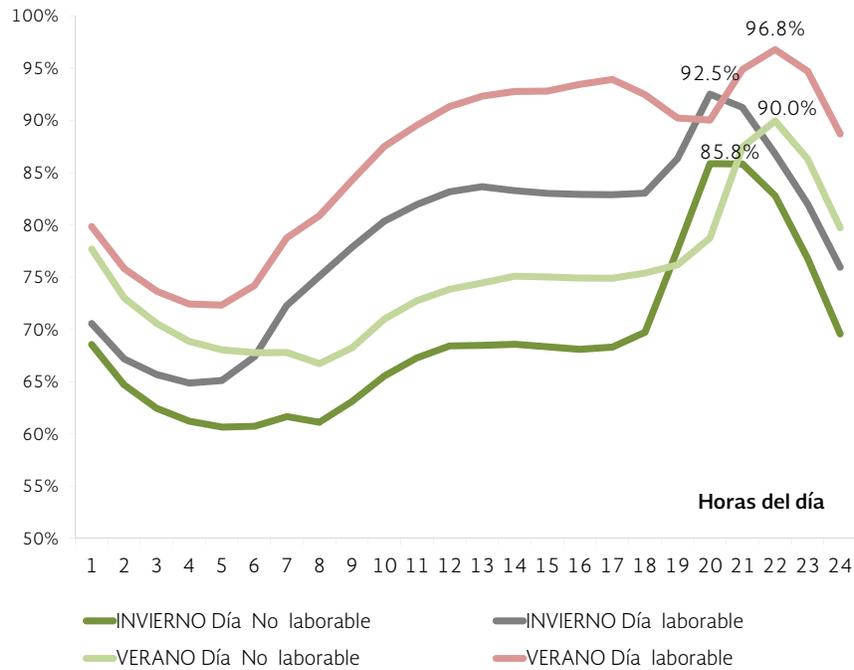
**ÁREAS OPERATIVAS DEL NORTE, 2013.**  
(Promedio de las áreas norte, noroeste y noreste)



Fuente: SENER con información de CFE.

**FIGURA 3. 9. CURVAS TÍPICAS DE CARGA HORARIA RESPECTO A LA DEMANDA MÁXIMAS**  
**ÁREAS OPERATIVAS DEL SUR, 2013.**

(Promedio de las áreas occidental, oriental, central y peninsular)



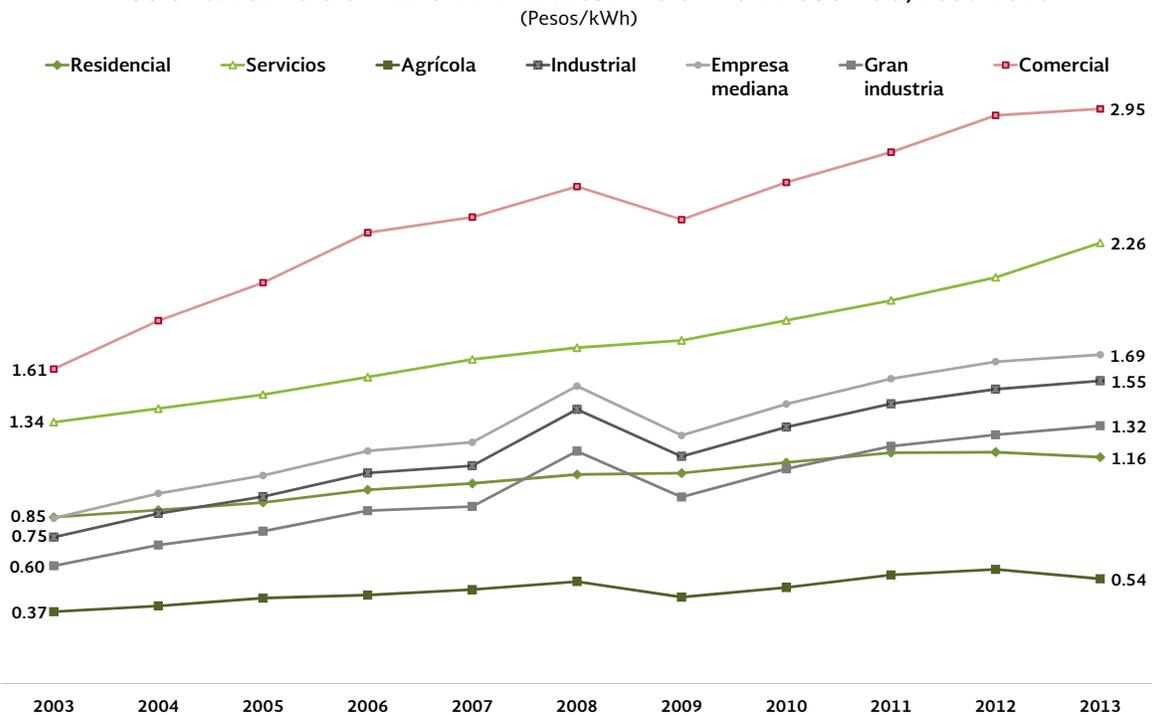
Fuente: SENER con información de CFE.

### 3.3. Estructura tarifaria

Una de las problemáticas a las que se ha enfrentado el Sector Eléctrico durante los últimos años es de origen económico, debido a la falta de competencia en la generación de electricidad, lo cual ha encarecido los costos y provocado, a su vez, la existencia de tarifas que no resultan competitivas a nivel internacional, si se les compara, principalmente con las existentes en los Estados Unidos de América.

Las tarifas de electricidad han tenido variaciones de precios debido a las constantes fluctuaciones en la inflación. El comportamiento de las tarifas en los distintos sectores se ha mantenido con la misma tendencia, especialmente en aquellos sectores donde se otorgan subsidios. En el año 2008 se dio un incremento en la tarifa de los rubros del sector industrial, mientras que los demás tendieron a la baja como en los casos del sector comercial y agrícola, efecto de los incentivos del gobierno para apoyar dichos sectores. Al igual que en 2012, las tarifas más altas corresponden al sector comercial y de servicios, con 2.95 y 2.26 pesos por kilowatt-hora respectivamente (véase Figura 3.10).

FIGURA 3. 10. PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE USUARIO, 2003-2013



Fuente: SENER con información del SIE.

Ante el compromiso de apoyar a los sectores comercial e industrial, cuyas tarifas de energía eléctrica varían en función del costo de los combustibles, el 30 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el “Acuerdo por el que se autoriza modificar las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica”. Mediante este acuerdo, se pospuso efectuar un ajuste de los ponderadores que representan la participación de los distintos combustibles en la canasta de generación de la CFE, con lo que se deberán tener tarifas más bajas (véase Cuadro 3.5).

**CUADRO 3. 5 COSTOS UNITARIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CFE, 2013.**  
(\$/MW/hr)

Concepto	2013
Termoeléctrica	1,442.5
Turbogas y ciclo combinado	937.3
Diesel	0.0
Vapor	2,349.3
Carboeléctrica y dual	1,019.4
Geotermoeléctrica	591.7
Eololéctrica	1,458.1
Nuclear	839.5
Hidroeléctrica	1,046.1

Fuente: 2º. Informe de Labores 2013-2014, SENER.

### 3.4. Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por el sector público, que se integra por la infraestructura de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los productores independientes de energía, y aquella energía no suministrada al servicio público –privados-. La infraestructura del SEN se conforma de las siguientes fases:

- Generación
- Transformación y transmisión en alta tensión
- Distribución en media y baja tensión
- Ventas a usuarios finales<sup>27</sup>.

El SEN se organiza en nueve regiones como se muestra en la Figura 3.11. La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali.

**FIGURA 3. 11. REGIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

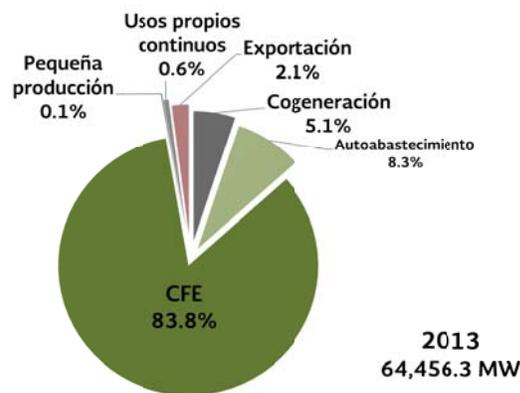
<sup>27</sup> Incluye procesos de medición y facturación.



### 3.4.1. Capacidad instalada

Al cierre del 2013, la capacidad instalada fue de 64,45.3 MW, 1.1% mayor que la registrada en el año anterior. El servicio público (centrales legadas y externas legadas) tuvo una participación de 83.8%<sup>28</sup> (54,034.9 MW). Los restantes 9,091.1 MW fueron a través de permisionarios y 1,330 MW para Exportación (véase Figura 3.12).

**FIGURA 3. 12. CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA NACIONAL, 2013.**  
(Participación porcentual)



Fuente: SENER con información de CRE.

### Servicio Público

<sup>28</sup> CFE incluyendo variaciones de capacidad efectiva en operación de productores independientes, de unidades termoeléctricas y geotermoeléctricas, y la capacidad de las centrales hidroeléctricas de la extinta Luz y Fuerza del Centro, cuya administración recae en el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y que son operadas en comodato por CFE.

Las diferentes adiciones, modificaciones y retiros de capacidad del servicio público en el 2013, dieron como resultado un aumento en la capacidad instalada de 921 MW, respecto al 2012, como se muestra en el siguiente cuadro.

**CUADRO 3. 6 ADICIONES, MODIFICACIONES Y RETIROS, 2013.**  
(MW)

Central	Capacidad (MW)	Unidad	Tecnología	Fecha de adición, modificación o retiro	Ubicación
<b>Total</b>	<b>920.6</b>				
<b>Adiciones</b>	1,926				
Los Humeros	27	9	GEO	41275	Puebla
Manzanillo paquete II (Manuel Álvarez Moreno)	727	5, 6, 7 y 8	CC	41384	Colima
Santa Rosalía	1	16	CI	41426	Baja California Sur
Santa Rosalía	1	17	CI	41426	Baja California Sur
Cerro Prieto	5	4 módulos	FV	41426	Baja California
Unidades de emergencia en BCS	5	3 U's	CI	41426	Baja California Sur
Manzanillo paquete I (Manuel Álvarez Moreno)	727	1, 2, 3 y 4	CC	41522	Colima
Norte II PIE	433	3 U's	CC	41627	Chihuahua
<b>Modificaciones</b>	-991				
Laguna Verde 1/	-105	1	NUC	41275	Veracruz
Laguna Verde 1/	-105	2	NUC	41275	Veracruz
Cupatitzio 2/	4	2	HID	41275	Michoacán
Cobano 3/	4	2	HID	41275	Michoacán
Platanal 4/	3	2	HID	41275	Michoacán
Tuxpan (Adolfo López Mateos) 5/	-163	7	TG	41275	Veracruz
El Sauz 6/	-52	1	CC	41311	Querétaro
El Sauz 6/	-52	2	CC	41311	Querétaro
El Sauz 6/	-52	3	CC	41311	Querétaro
Manzanillo TG (Manuel Álvarez Moreno) 7/	-473	2, 3 y 4	TG	41522	Colima
<b>Retiros</b>	-15				
Los Humeros 8/	-15	1, 2 y 5	GEO	41275	Puebla

Nomenclatura: CC = Ciclo Combinado; CI = Combustión Interna; TG = Turbogás; GEO = Geotermoeléctrica; HID = Hidráulica; NUC = Nucleoeléctrica; FV = Solar fotovoltaica.

1/ Su capacidad se reduce a 700 MW por unidad. 2/ Proyecto de modernización, la nueva capacidad de la unidad es de 40 MW. 3/ Proyecto de modernización, la nueva capacidad de la unidad es de 30 MW. 4/ Proyecto de modernización, la nueva capacidad de la unidad es de 7 MW. 5/ Por proyecto de conversión a ciclo combinado en central Poza Rica. 6/ Baja temporal por proyecto de modernización. 7/ Baja para integrar el CC Manzanillo paquete I. 8/ Unidades que se retiran por la entrada en operación de la unidad 9.

Fuente: SENER con información de CFE.

Bajo estas condiciones, la capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2013 para el servicio público fue de 54,034.8 MW<sup>29</sup>, lo cual representa un incremento de 1.73% respecto al cierre de 2012. El porcentaje de participación en la capacidad por tecnologías para fuentes fósiles fue el 73.39% (39,653 MW), distribuido de la siguiente manera:

- 63.44% en hidrocarburos (combustóleo, gas y diésel)
- 9.95% en carboeléctricas y duales.
- La tecnología carboeléctrica se ha desarrollado cronológicamente en los estados de Coahuila y Guerrero. En el primero con una capacidad total de 2,600 MW y corresponde a las centrales de Río Escondido (1,200 MW) y Carbón II (1,400 MW). Posteriormente se construyó Petacalco (Plutarco Elías Calles), ubicada en el estado de Guerrero, con capacidad de 2,778.36 MW, en la cual las primeras seis unidades (2,100 MW) pueden quemar carbón y/o combustóleo y la séptima (678.36 MW) sólo carbón.

<sup>29</sup> Para mayor detalle véase el cuadro 3.C en anexos.

- En el caso de los combustibles de fuente no fósil representaron el restante 26.6% (14,382MW) de la siguiente manera:
- 21.38% en hidroeléctricas
- 2.59% en nucleoeeléctricas
- 1.52% en geotérmicas
- 1.11% en eoloeeléctricas
- 0.01% en solar fotovoltaica

En la actualidad, el mayor desarrollo hidroeléctrico corresponde al de la cuenca del Río Grijalva, en el sureste del país, constituido por las centrales de Angostura (900 MW), Chicoasén (2,400 MW), Malpaso (1,080 MW) y Peñitas (420 MW); la capacidad total del conjunto es de 4,800 MW, que corresponde al 41.5% del total hidroeléctrico en operación.

Otro desarrollo importante es el de la cuenca del Río Balsas, localizado en el occidente del país; las centrales que integran este conjunto son: Caracol (600 MW), Infiernillo (1,160 MW) y Villita (320 MW), con una capacidad total de 2,080 MW, 18.0% del total en operación de su tipo.

Actualmente se encuentran en operación en la cuenca del río Santiago la central El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaíne) con 750 MW, que, junto con los 960 MW de Aguamilpa, participan con 1,710 MW, lo que equivale a 14.8% de la capacidad con esta tecnología. En esta cuenca, aguas arriba de El Cajón, actualmente se encuentra en pruebas preoperatorias la central La Yesca con 2 unidades de 375 MW cada una.

La central nucleoeeléctrica de Laguna Verde, ubicada en el estado de Veracruz, tuvo un cambio de capacidad de 1,400 MW a 1,610 MW. Esta central se ha caracterizado por obtener los mejores índices de disponibilidad a nivel mundial para unidades de su tipo.

El aprovechamiento de la energía geotérmica encuentra su principal manifestación en la central de Cerro Prieto, en las cercanías de Mexicali, BC, con una capacidad de 570 MW. El resto (253.40 MW) se localiza en los estados de Michoacán, Puebla y Baja California Sur.

La energía eólica se aprovecha en los estados de Oaxaca, Baja California Sur y Yucatán. Actualmente se tiene una capacidad instalada de 86.75 MW: La Venta (84.65 MW), Guerrero Negro (0.60 MW) y Yuumil iik (1.5 MW), respectivamente.

En 2012 se inició el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica con la instalación de un parque solar de 1 MW en Tres Vírgenes, en Baja California Sur, y en 2013 entraron en operación otros 5 MW en Cerro Prieto, Baja California.

### **Capacidad instalada de generación de energía eléctrica para el servicio público por región**

La disponibilidad de recursos energéticos, infraestructura y ubicación respecto a los centros de demanda son factores que determinan la capacidad instalada del país y la distribución entre sus Estados (véase Figura 3.13).

FIGURA 3. 13. CAPACIDAD EFECTIVA POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2013  
(MW)



Fuente: CFE.

### Noroeste

En el 2013, esta región alcanzó 6,924.3 MW de capacidad instalada, lo que significó un incremento de 0.2% respecto al 2012. La tecnología Termoeléctrica convencional es la que presenta la mayor participación dentro de esta área con el 36.0% (2,485 MW). Estas cifras no han variado con respecto al año anterior, el principal cambio se dio en el aumento de capacidad en combustión interna, que incrementó un 3% para ubicarse en los 252 MW. Por otra parte la energía solar fotovoltaica repuntó, incrementando su capacidad un 500% registrando así una capacidad efectiva instalada de 6 MW<sup>30</sup>.

### Noreste

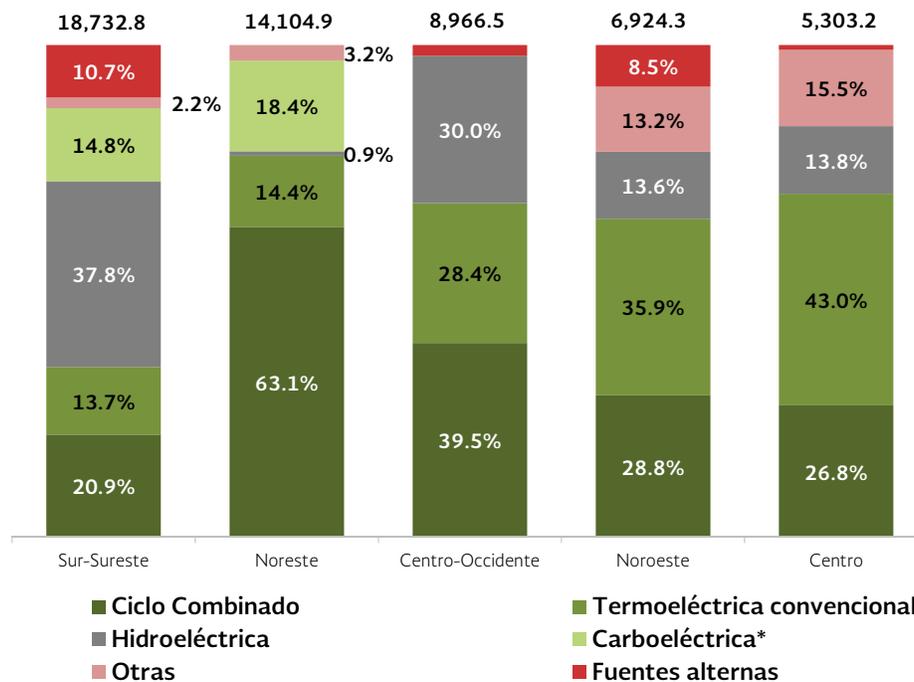
De todas las regiones, ésta ha presentado un crecimiento constante en lo que respecta al aumento en la capacidad instalada. Para el 2013 se registró 14,105 MW, 3.2% mayor que en el año anterior. Este aumento se dio principalmente por dos razones: las tecnologías de ciclo combinado aumentaron 433 MW y una mayor participación de los Productores Independientes de Energía (PIE) incrementándose a 6,479MW.

<sup>30</sup> Para mayor detalle véase el cuadro 3.D en anexos.

### Centro Occidente

En 2013 la capacidad instalada en esta región fue de 8,967 MW, que representa una recuperación de las cifras reportadas el año pasado. En los últimos diez años el crecimiento promedio anual fue el más alto en comparación con las demás regiones, alcanzando 3.1%. Esto se debió en gran medida, por el desarrollo que ha tenido la energía hidroeléctrica, el crecimiento de la capacidad en ciclo combinado del 58.0%, 3,538 MW en el 2013 y los proyectos de conversión de CFE (véase Figura 3.14).

**FIGURA 3. 14. DISTRIBUCION DE LA CAPACIDAD EFECTIVA NACIONAL DEL SERVICIO PUBLICO POR REGIÓN Y TECNOLOGÍA, 2013<sup>31</sup>.**  
(Participación Porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

### Centro

Del 2012 al 2013 la capacidad efectiva instalada pasó de 5,291 MW a 5,303 MW, después de un breve período sin cambio alguno. El aumento a 52 MW de energía geotérmica fue el detonante de este incremento. No obstante, a lo largo del período 2003-2013 su tasa de crecimiento anual se ha mantenido en 2.1%, siendo la menor de todas, concentrando el 10% de la capacidad total nacional.

### Sur Sureste

A nivel nacional esta región cuenta con la mayor capacidad efectiva con el 34.7% de participación del total y con una tasa de crecimiento anual de 2.0% en el período 2003-2013. Sin embargo, en el 2013 disminuyó sus niveles de capacidad en 2.0% (373 MW), para ubicarse en 18,733 MW. Esta disminución fue a consecuencia de la modificación por 163MW de Turbogás en Tuxpan.

<sup>31</sup> \*Carboeléctrica incluye las centrales con tecnología Dual.

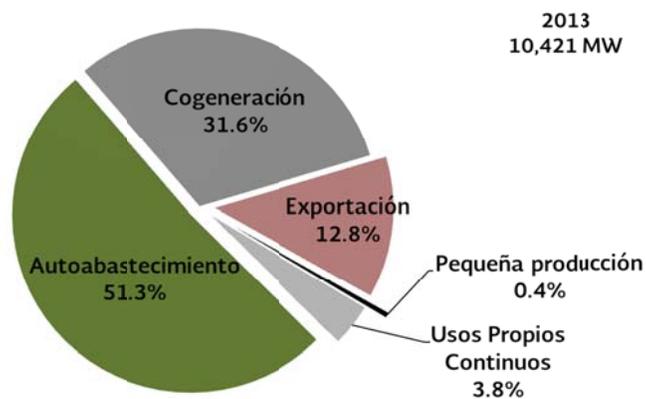


### Permisarios

En 2013, la capacidad instalada para generación eléctrica por parte de los permisionarios, sin considerar PIE, fue de 10,421 MW, 10.5% mayor que el registrado en el año 2012. La clasificación de cogeneración incrementó en 13.1% su capacidad para ubicarse en 3,295.7MW, ubicándose en el segundo lugar en participación porcentual con el 31.6% del total de permisionarios (véase Figura 3.15).

Es importante destacar, el comportamiento de la pequeña producción pues en el 2012 registro 0.30 MW y para el 2013, 47.5MW. Es decir, tuvo un crecimiento de 15,733% cifra histórica dentro de los registrados en los permisionarios, que poco a poco ha incrementado su participación siendo ahora de 0.4% dentro del total de capacidad de generación eléctrica.

**FIGURA 3. 15. PARTICIPACION DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ELÉCTRICA DE PERMISIONARIOS, 2013<sup>32</sup>.**  
(Participación Porcentual)



Fuente: SENER con información de CRE.

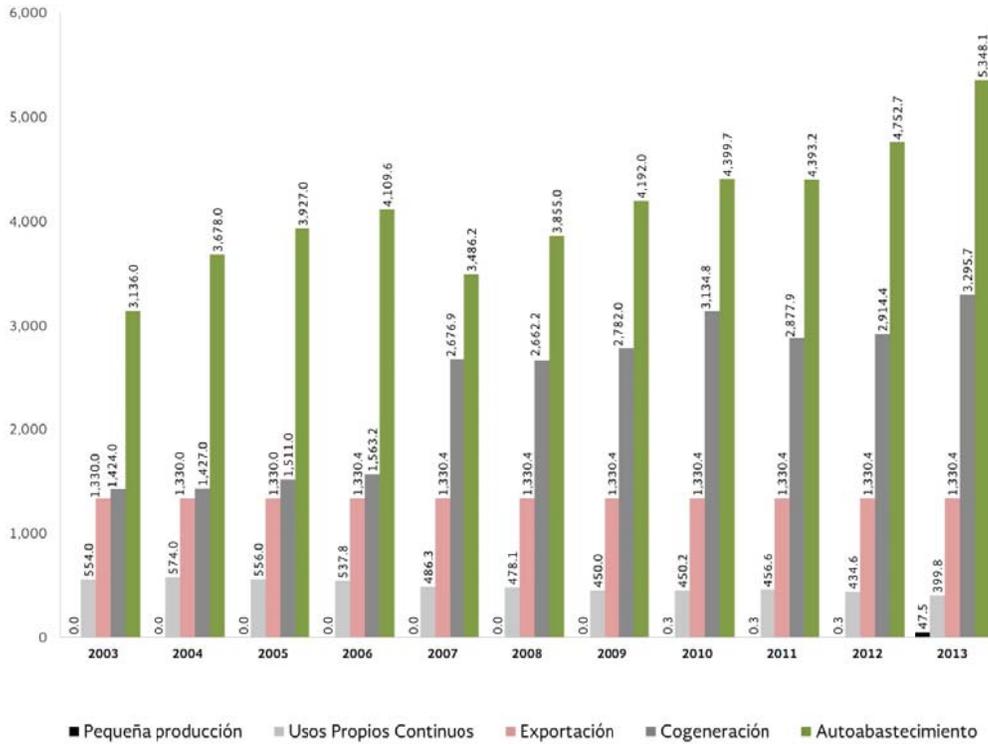
Con respecto a la evolución de la capacidad instalada para generación eléctrica por permisionarios, la tasa media de crecimiento anual es de 7.9% para el período 2003-2013.

Por su parte el autoabastecimiento presentó un crecimiento anual de 12.5% (5,348.1 MW), concentrando el mayor porcentaje dentro de los permisionarios con el 51.3%. Cabe destacar que su crecimiento promedio anual fue de 6.1%, manteniéndolo a lo largo de la década en la primera posición. En el caso de los permisionarios del tipo usos propios continuos<sup>33</sup>, nuevamente tuvieron un decremento en su capacidad de 8.0%, pasando de 434.6 MW en 2012 a 399.8 MW en 2013, registrando a lo largo de la década, una tasa media de crecimiento anual de -3.0% (véase Figura 3.16).

<sup>32</sup> No incluye PIE, ni permisionarios de importación.

<sup>33</sup> Estos permisos son en realidad permisos de autoabastecimiento y cogeneración, diferenciándose en que éstos fueron emitidos antes de las reformas de 1992, cuando se definieron las modalidades actuales. Estos permisos cuentan con vigencia indefinida.

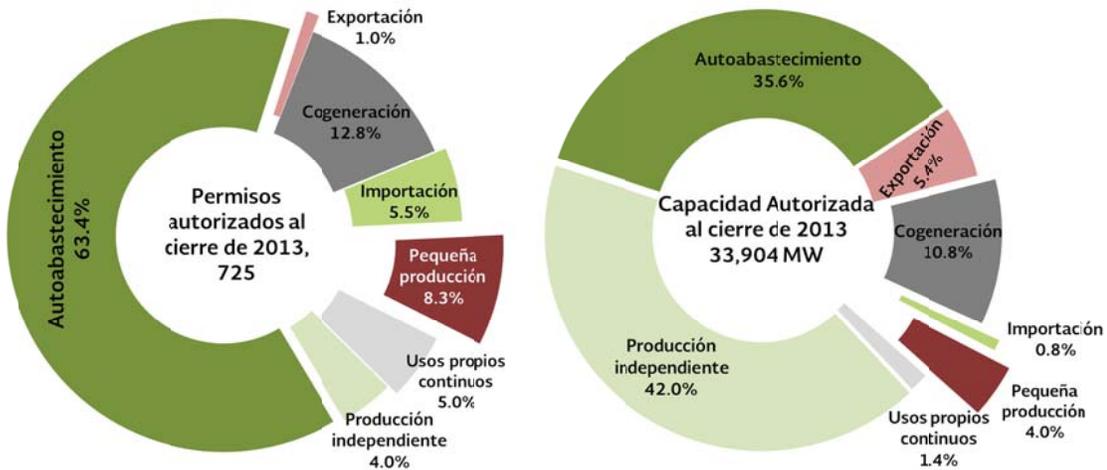
FIGURA 3. 16. EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA PARA GENERACION ELÉCTRICA DE LOS PERMISIONARIOS POR MODALIDAD, 2003-2013.  
(MW)



Fuente: SENER con información de CRE.

Al cierre de 2013 la CRE autorizó 725 permisos vigentes, de los cuales 460 correspondieron a la modalidad de autoabastecimiento, 93 cogeneración, 60 pequeña producción, 40 para importación, 36 usos propios, 29 producción independiente y 7 para exportación (véase Figura 3.17).

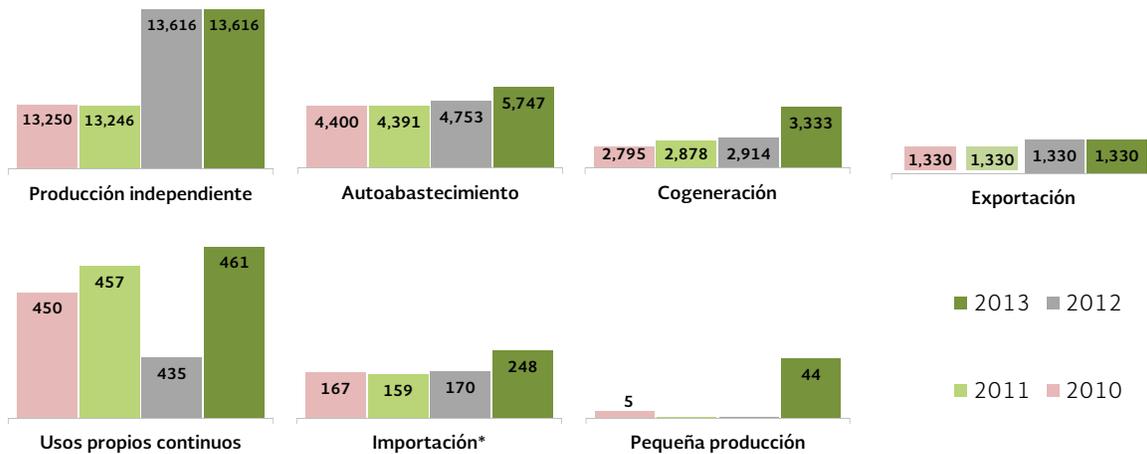
FIGURA 3. 17. DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LOS PERMISOS AUTORIZADOS Y LA CAPACIDAD AUTORIZADA, 2013.



Fuente: SENER con información de CRE.

En los últimos años, la capacidad instalada por permisionario ha aumentado constantemente, principalmente las modalidades de PIE, autoabastecimiento y cogeneración. Mientras que para la exportación ha mantenido niveles de 1,330 MW anuales, la importación ha tenido variaciones mínimas, sin embargo la pequeña producción incrementó considerablemente sus niveles de capacidad en el último año (véase Figura 3.18).

**FIGURA 3. 18. EVOLUCION DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE LOS PERMISIONARIOS 2010-2013.**  
(MW)



Fuente: SENER con información de CRE.

De acuerdo con el desarrollo del programa de obras de la CFE y conforme a lo establecido en el título del permisionario, la situación de los permisos se registra en cuatro rubros:

- Operación
- Construcción
- Por iniciar Obra
- Inactivo

En el 2013, la capacidad en operación fue de 24,809 MW, destacando la modalidad de autoabastecimiento con el 68.9%, 12.6% de cogeneración y 6.3% usos propios continuos.

La capacidad en proceso de construcción alcanzó 6,542MW y la mayor concentración la registró autoabastecimiento con 45.2% y pequeña producción con 25.4%. Los permisos que se reportan por iniciar obras representaron una capacidad de 2,544 MW y participan sólo dos modalidades: autoabastecimiento con el 53.6% de permisos y pequeña producción con el restante 46.4%. Finalmente, en el 2013, se registraron 4 permisos inactivos de autoabastecimiento y de usos propios continuos<sup>34</sup>.

En 2013, la capacidad promedio por permiso de los PIE y de exportación se ubicó en 504 y 333MW, respectivamente. Por el contrario, los permisos de importación y pequeña producción promediaron 6 y 5 MW en promedio por permiso<sup>35</sup> (Véase cuadro 3.7).

<sup>34</sup> Para mayor detalle véase el cuadro 3.E en anexos.

<sup>35</sup> De acuerdo con los lineamientos que definen cada modalidad, se presentan diferencias de capacidad por cada permiso otorgado por la CRE. En los permisos de PIE y de exportación, la capacidad por permiso generalmente es muy alta. En comparación, el promedio de capacidad por permiso en autoabastecimiento es muy bajo y similar en este rubro a los permisos otorgados en las modalidades de usos propios continuos y pequeña producción.

**CUADRO 3. 7 CAPACIDAD PROMEDIO AUTORIZADA POR PERMISO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA OTORGADO, 2013<sup>36</sup>.**  
(MW)

Modalidad	Número de permisos	Capacidad autorizada 2013 (MW)	Capacidad por permiso (MW/permiso)
Producción independiente	27	13,616	504
Autoabastecimiento	372	5,777	16
Cogeneración	68	3,333	49
Exportación	4	1,330	333
Usos propios continuos	34	461	14
Importación	33	248	8
Pequeña producción	2	44	22
<b>Total</b>	<b>540</b>	<b>24,809</b>	<b>46</b>

Fuente: SENER con información de la CRE.

De los permisos otorgados por la CRE para producción independiente no se ha dado modificación alguna, y se puede consultar en el cuadro 3.F de los anexos.

### 3.4.2. Generación de energía eléctrica

En el 2013, la generación total de energía se ubicó en 297,546 GWh, incluyendo la generación reportada de los permisos, de los cuales el 87% provino del servicio público.

#### Servicio Público

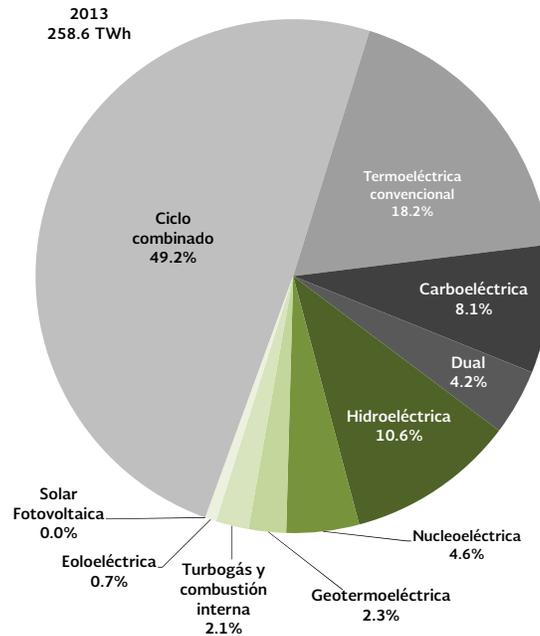
La generación total de energía eléctrica para el servicio público alcanzó 258,613 GWh al cierre del 2013, lo que representó una disminución de 1.3% con relación al 2012; es decir, 3,282 GWh. Esto se debió a las reducciones en la generación en centrales termoeléctricas de 12.5%; hidroeléctricas en 12.4%; carboeléctricas en 8.3%; Dual con 4.0% y turbogás y combustión interna con 28.0%. Una de las razones del porqué ocurrió lo anterior es que actualmente se busca orientar al cambio entre las centrales térmicas a centrales de ciclo combinado, buscando aprovechar las ventajas de eficiencia global de generación y la reducción de contaminantes que representa<sup>37</sup>.

De este modo, destacan principalmente las centrales de ciclo combinado con la mayor participación dentro de la generación de energía eléctrica del servicio público, con el 49.24% (127,336 GWh), termoeléctrica convencional con 18.24% (47,166.8 GWh) e Hidroeléctrica con el 10.6% (27,444.1 GWh).

<sup>36</sup> Incluye todos los permisos vigentes y su capacidad autorizada.

<sup>37</sup> Para mayor detalle véase el cuadro 3.G en anexos.

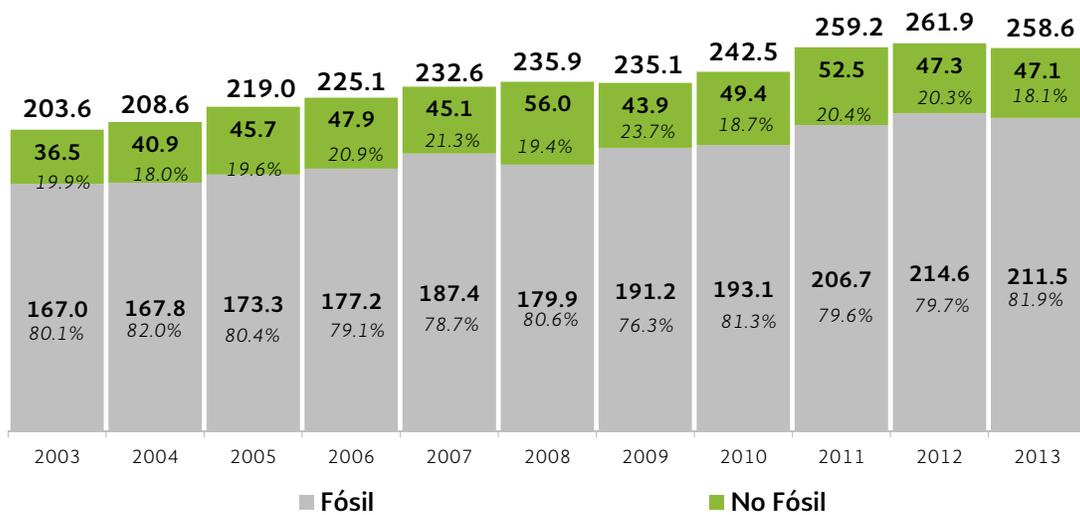
**FIGURA 3. 19. GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL, 2013.**  
(GWh)



Fuente: SENER con información de CFE.

La generación mediante fuentes fósiles como el carbón, gas natural, combustóleo, entre otros, presentaron una reducción en la participación de generación bruta con 3.1 puntos porcentuales, para concentrar nuevamente el 81.9% del total, mientras que la generación mediante fuentes no fósiles fue de 18.1% (véase Figura 3.20).

**FIGURA 3. 20. GENERACION BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO Y PARTICIPACIÓN POR TIPO DE FUENTE ENERGÉTICA, 2003-2013.**  
(TWh y participación porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

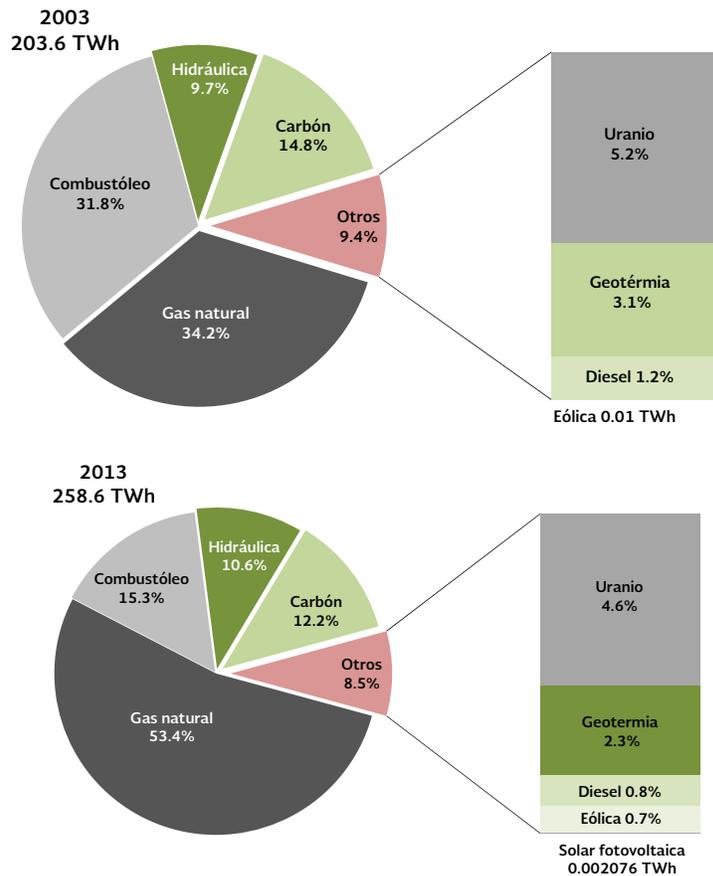
### Generación de energía por fuente energética

Dentro de los combustibles con mayor uso para la generación de electricidad, el gas natural es el que ha destacado con mayor intensidad en los últimos años, se ha presentado como una de las opciones más atractivas, dado su creciente nivel de producción, su diferencial de precios respecto a otros combustibles y por las mayores eficiencias que presentan las tecnologías que emplean este combustible.

En el 2003 la composición de generación eléctrica por fuente de energía, estaba casi equilibrada entre el combustóleo y el gas natural con el 31.8% y 34.2%, respectivamente.

**FIGURA 3. 21. GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR FUENTE DE ENERGÍA UTILIZADA, 2003 Y 2013.**

(TWh y participación porcentual)



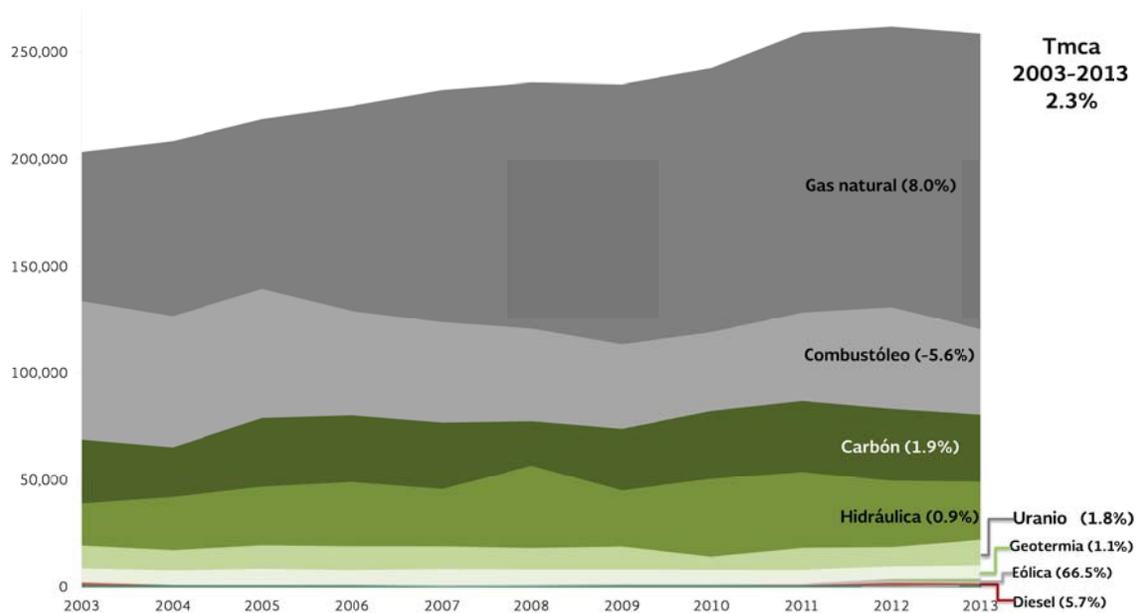
Fuente: SENER con información de CFE.

Para el año 2013, el gas natural prácticamente duplica su uso, concentrando el 53.4% del total de generación, reduciendo en consecuencia el uso de combustóleo al 15.3%. A lo largo de la década, el gas natural tuvo una tasa media de crecimiento anual de 8.0%, mientras que la de combustóleo ha sido decreciente (-5.6%), lo que muestra la fuerte sustitución que hay dentro de estos combustibles.

En materia de fuentes limpias y renovables, la reducción en participación de uranio se ha complementado con el surgimiento de otras fuentes renovables como la eólica que, con una tasa media de crecimiento anual entre los años 2003 y 2013 de 66.5%, se presenta como la más alta registrada dentro de estos combustibles (véase Figura 3.22).



**FIGURA 3. 22. GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO  
POR FUENTE DE ENERGÍA UTILIZADA, 2003-2013<sup>38</sup>.**  
(Tasa media de crecimiento anual del período)



Fuente: SENER con información de CFE.

### Permisarios de Autogeneración e Importación

Dado que la capacidad de generación de energía eléctrica máxima autorizada a los permisionarios se establece en los títulos de los permisos para generación de electricidad otorgados por la CRE, los permisionarios tienen que reportar la energía que generen de forma trimestral, de modo que la generación producida en un año específico puede variar y, por lo general, no se equipara con la energía autorizada.

En 2013, los registros de operación administrados indicaron que la energía eléctrica producida por los permisionarios, sin la generación de los PIE, fue de 38,933 GWh, lo que representó un crecimiento sobre el 2012 de 20% (véase cuadro 3.8).

<sup>38</sup> No se consideró la representación de Fuente Solar Voltaica por ser marginal su participación en TWh de la generación total.

**CUADRO 3. 8 GENERACIÓN ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PERMISIONARIOS POR MODALIDAD, 2003-2013.**

(GWh)

Año	Auto-abastecimiento	Cogeneración	Exportación	Usos Propios Continuos	Pequeña producción	Total sin PIE
2003	10,617	6,664	2,509	1,536	-	21,326
2004	13,853	7,184	4,422	1,507	-	26,966
2005	14,368	7,253	6,095	1,392	-	29,108
2006	15,377	7,812	6,932	1,223	-	31,343
2007	12,141	11,466	6,207	1,019	-	30,834
2008	12,793	12,366	7,425	1,015	-	33,600
2009	12,867	12,343	6,914	968	-	33,093
2010	14,698	12,636	4,892	967	0.2	33,194
2011	14,417	12,465	5,017	963	0.5	32,863
2012	14,720	11,194	5,555	974	5.0	32,448
2013	16,947	14,683	6,298	998	6.7	38,933
<b>tmca (%)</b>	<b>6.3</b>	<b>9.3</b>	<b>n.a.</b>	<b>-4.1</b>	<b>n.a.</b>	<b>8.7</b>

Fuente: SENER con información de la CRE.

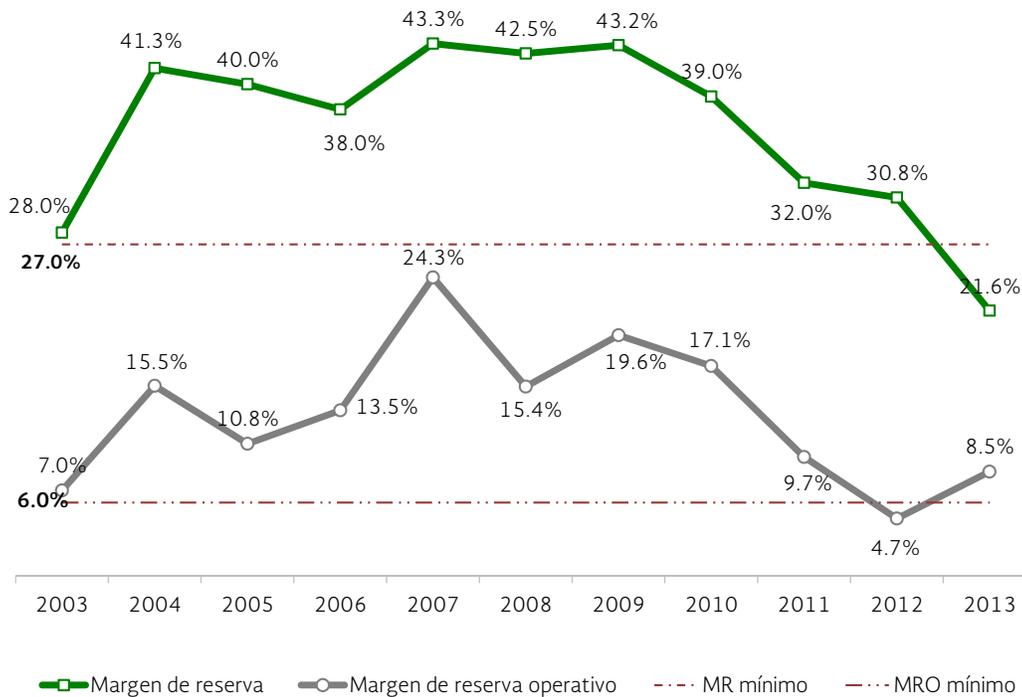
De las diferentes modalidades, autoabastecimiento y cogeneración tuvieron la mayor participación con el 43.5% y 37.7% respectivamente, sobre el total de permisionarios. Sin embargo, para el período 2003-2013 la modalidad de cogeneración tuvo nuevamente la tasa de crecimiento promedio anual más alta, con el 9.3%, mientras que Usos Propios Continuos registró a lo largo del período un decremento anual de -4.1%, pese a que aumentó 2.5% con respecto al año anterior.

### 3.4.3. Evolución del Margen de Reserva

El margen de reserva se calcula como la variación en la capacidad efectiva bruta menos la demanda máxima bruta coincidente sobre la demanda máxima bruta coincidente. Con relación al margen de reserva operativo, está definido como la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) y la demanda bruta coincidente (demanda máximo integrado del sistema más las exportaciones). El aumento en estos indicadores indica una mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

El margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional en 2013, fue de 21.6%, mientras que el margen de reserva operativo de capacidad en el Sistema Interconectado fue de 8.5% (véase Figura 3.23).

**FIGURA 3. 23. EVOLUCION DEL MARGEN DE RESERVA Y MARGEN DE RESERVA OPERATIVO<sup>39</sup> DEL SIN, 2003-2013.**  
(Porcentaje)



Fuente: SENER con información de CFE.

### 3.4.4. Capacidad de Transmisión y Distribución

Uno de los compromisos adquiridos por la presente administración fue establecer como línea estratégica la modernización de la red de transmisión y distribución de electricidad. Para ello se han realizado trabajos de rehabilitación y de modernización, tanto preventivos como predictivos, en la vigilancia, eficiencia térmica, seguridad personal y en la disminución de costos; a través de mejoras en las instalaciones de circuitos subterráneos y aéreos y medidores de tecnologías digitales denominados de autogestión y de telemedición.

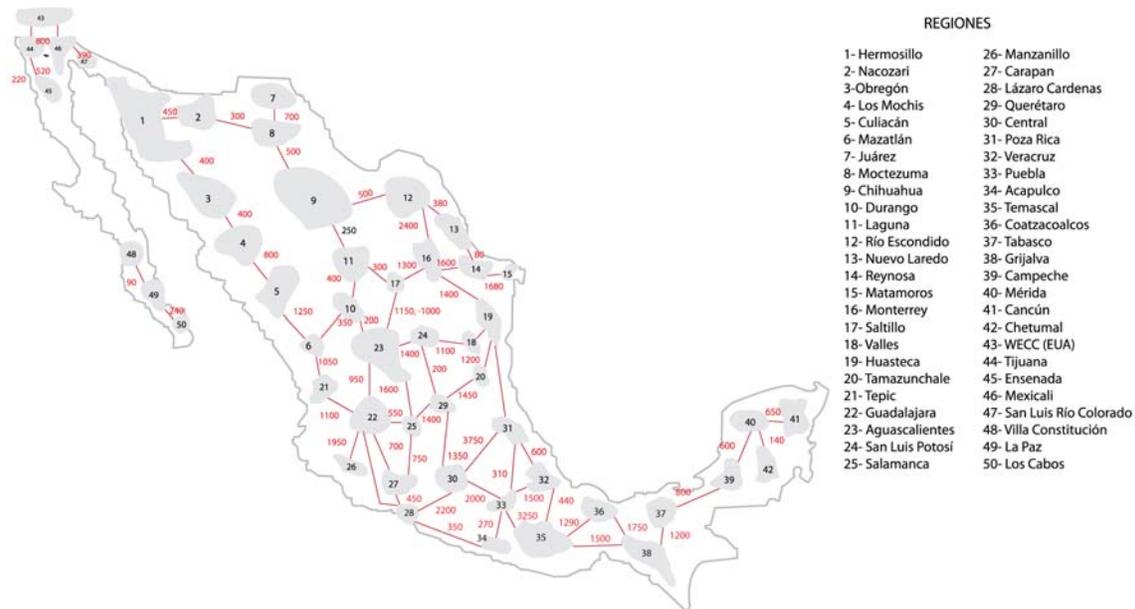
En el caso de las redes de transmisión, la modernización incluye el diseño y modelado de software especializado para el manejo de equipos en subestaciones eléctricas, líneas de alta, media y baja tensión, integridad en las casetas de comunicaciones, con el fin de reducir los tiempos de salida de operación por usuario.

Al cierre del 2013, la red de transmisión y distribución alcanzó una longitud de 864,862 km, lo que representó un aumento de 11,372 km, respecto al año anterior. Esta red está constituida por líneas de 230-400 kV con 50,634 km (5.9% del total), 5.8% corresponde a las líneas entre 69 y 161 kV, 12.6% a líneas entre 23 y 34.5 kV y, 35.2% a menores de 13.8 kV<sup>40</sup> (véase Figura 3.24).

<sup>39</sup> Nueva metodología, a partir de 2011 se calcula el MR con la nueva metodología, antes no se tienen los elementos necesarios; A partir de 2013 el CENACE solo reporta Margen de Reserva Operativo.

<sup>40</sup> Para mayor detalle véase el cuadro 3.h en anexos.

FIGURA 3. 24. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES DEL SEN, 2013.  
(MW)



Fuente: CFE.

### Estructura de la transmisión y distribución

De acuerdo con la estructura de distribución del mercado eléctrico nacional antes mencionada, la red de transmisión y distribución de energía eléctrica del país se constituyó de dos partes, la correspondiente a la CFE y la correspondiente a la extinta LyFC, cuyas operaciones eran en la parte central del país.

La CFE cuenta con una red de transmisión troncal integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en muy alta tensión (400 kV y 230 kV) que permiten conducir grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Éstas se alimentan de las centrales generadoras y abastecen las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales. Durante 2013 estas redes tuvieron una cobertura de 50,634 kilómetros-circuito, con una adición de 0.6%, que corresponde a 325 kilómetros –circuito.

Las redes de subtransmisión son de cobertura regional y utilizan líneas de alta tensión (69 kV a 161 kV), y se caracterizan por suministrar energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión. Estas redes presentaron en 2013 un aumento de longitud de 1,663 kilómetros-circuito, es decir 3.4% más que el 2012.

*Uno de los primeros sistemas subterráneos para urbes, conocido como redes automáticas, fue instalado en el Centro Histórico del DF, con una capacidad de 23,000 volts y 257 Kms.*

Finalmente, las redes de distribución en media y baja tensión suministran la energía transmitida en el rango de 2.4 kV a 34.5 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. Para el año 2013 estas líneas se incrementaron en 1.2% con respecto al año anterior, equivalente a 7,810 kilómetros-circuito. Para la red de la extinta LyFC que incluyen niveles de tensión de 6.6 kV a 400 kV y líneas subterráneas, además de líneas de distribución en baja tensión, se aumentaron 1,574 km de longitud, ubicándose en 88,489 km y cubriendo 10.2% del total de la red eléctrica nacional.

### Subestación y transformadores

En 2013, la capacidad instalada de transformación se ubicó en 280,625 millones de voltios-amperios (MVA), correspondiente a subestaciones y transformadores, 1.6% mayor que lo registrado en el año anterior. De esta capacidad, 251,041 MVA correspondieron a CFE, integrado por 161,727 MVA de subestaciones de transmisión y 89,314 MVA de subestaciones de distribución (véase Cuadro 3.9).

**CUADRO 3.9 CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN, 2003-2013.**  
(MVA)

Subestaciones	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Sistema Eléctrico Nacional	217,774	225,615	234,530	240,202	248,694	253,531	262,826	263,979	269,662	276,262	280,625	2.8
CFE	191,711	198,508	205,773	210,488	218,028	222,580	231,875	236,358	241,041	246,796	251,041	3.0
Distribución	66,638	69,667	71,066	73,494	76,340	78,786	84,742	81,872	84,475	86,881	89,314	3.1
Subestaciones	37,702	38,775	39,706	41,036	42,673	43,739	43,522	44,567	46,286	47,525	49,108	2.8
Transformadores	28,936	30,892	31,360	32,458	33,667	35,047	41,220	37,305	38,189	39,356	40,206	3.5
Transmisión	125,073	128,841	134,707	136,994	141,688	143,794	147,133	154,486	156,566	159,915	161,727	2.9
LyFC1	26,063	27,107	28,757	29,714	30,666	30,951	30,951	27,621	28,621	29,466	29,584	1.3

<sup>1</sup> Extinta a partir del Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, publicado el 11 de octubre de 2009 en el DOF.

Fuente: SENER con información de CFE.

Para los sistemas de distribución, la capacidad de los equipos de subestación fue de 49,108 MVA y 40,206 MVA de transformadores. A la zona atendida por la extinta LyFC le correspondieron 29,584 MVA, 0.4% más que el año anterior. Este incremento se dio en parte por la sustitución de transformadores antiguos y obsoletos, además de la búsqueda constante de instalar más subestaciones, para disminuir el uso de transformadores de distribución de baja tensión.

### 3.5. Comercio exterior

Con la finalidad de fortalecer y garantizar el abasto de energía, es necesario llevar a cabo los esfuerzos necesarios que logren dicho objetivo. En el 2013 se dio un aumento de la exportación de energía eléctrica del 11.0% registrando 1,240 GWh, de los cuales el mayor incremento se presentó en el estado de Tamaulipas, que, después de tener un panorama negativo de los recientes años, incrementó en 78.3% su nivel de exportaciones. Contrariamente, el estado de Chiapas disminuyó su exportación a 204 GWh, cifra que ha presentado decrementos consecutivos.

Para la parte de importación, en el 2013 se presentó una reducción en las importaciones del estado de Tamaulipas de cerca de 55.6%. Chihuahua es otra muestra con una reducción de 96.7%, para ubicarse en 9 GWh importados (véase Cuadro 3.10).

**CUADRO 3. 10 COMERCIO EXTERIOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2003-2013.**  
(GWh)

Entidad Federativa	Datos anuales										
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Exportaciones</b>											
Chiapas <sup>1</sup>	0	0	1	2	2	3	22	349	504	231	204
Baja California <sup>2</sup>	765	770	1,037	1,072	1,211	1,197	984	830	600	643	793
Chihuahua <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tamaulipas <sup>4</sup>	0	0	0	16	13	4	27	10	18	5	9
Quintana Roo <sup>5</sup>	188	236	253	209	225	248	216	160	170	238	234
<b>Total</b>	<b>953</b>	<b>1,006</b>	<b>1,291</b>	<b>1,299</b>	<b>1,451</b>	<b>1,452</b>	<b>1,249</b>	<b>1,348</b>	<b>1,292</b>	<b>1,117</b>	<b>1,240</b>
<b>Importaciones</b>											
Baja California <sup>2</sup>	45	39	75	514	266	340	280	221	261	341	495
Sonora <sup>6</sup>	5	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3
Chihuahua <sup>7</sup>	21	2	6	3	3	3	3	3	59	278	9
Tamaulipas <sup>4</sup>	0	0	0	1	3	3	57	168	269	1,517	674
Chiapas <sup>1</sup>	0	0	0	0	0	0	0	0	3	30	29
<b>Total</b>	<b>71</b>	<b>47</b>	<b>87</b>	<b>523</b>	<b>277</b>	<b>351</b>	<b>346</b>	<b>397</b>	<b>596</b>	<b>2,169</b>	<b>1,210</b>
<b>Balanza comercial</b>	<b>882</b>	<b>959</b>	<b>1,204</b>	<b>776</b>	<b>1,174</b>	<b>1,102</b>	<b>904</b>	<b>951</b>	<b>696</b>	<b>-1,052</b>	<b>30</b>

<sup>1</sup> Guatemala;

<sup>2</sup> San Diego Gas & Electric, Arizona Public Service, Imperial Irrigation District, Sempra Energy Trading y CAISO (EUA);

<sup>3</sup> American Electric Power (AEP) (EUA);

<sup>4</sup> American Electric Power (AEP) y Sharyland Utilities (SU)(EUA);

<sup>5</sup> Belize Electricity Limited (BEL) (Belice);

<sup>6</sup> Trico Electric Cooperative, Inc. y Unisource Energy Services (EUA);

<sup>7</sup> El Paso Electric Co., Rio Grande Electric Cooperative, Inc. y American Electric Power (EUA).

Fuente: SENER con información de CFE.

Aún quedan retos por cumplir, por ejemplo, en el área de Baja California, en su creciente necesidad del servicio eléctrico, ha incrementado sus importaciones a una tasa de crecimiento anual de más de 2,700% en el período 2003-2013, por lo que la interconexión del área de Baja California al SIN, podría permitir el compartir recursos de generación del sistema para atender la demanda de punta en dicha área, además de atender transacciones de potencia y energía entre el SIN y el WEXX en el área de California.

### 3.5.1. Interconexiones para comercio exterior

Con la finalidad de comercializar electricidad con otros países, el SEN está interconectado a diferentes niveles de tensión con Estados Unidos de América, Belice y Guatemala. Estas interconexiones se dividen en las de uso permanente y las que se utilizan en situación de emergencia; estas últimas se caracterizan por no operar permanentemente puesto que, técnicamente, no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas, debido al riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico, en detrimento de ambos países.

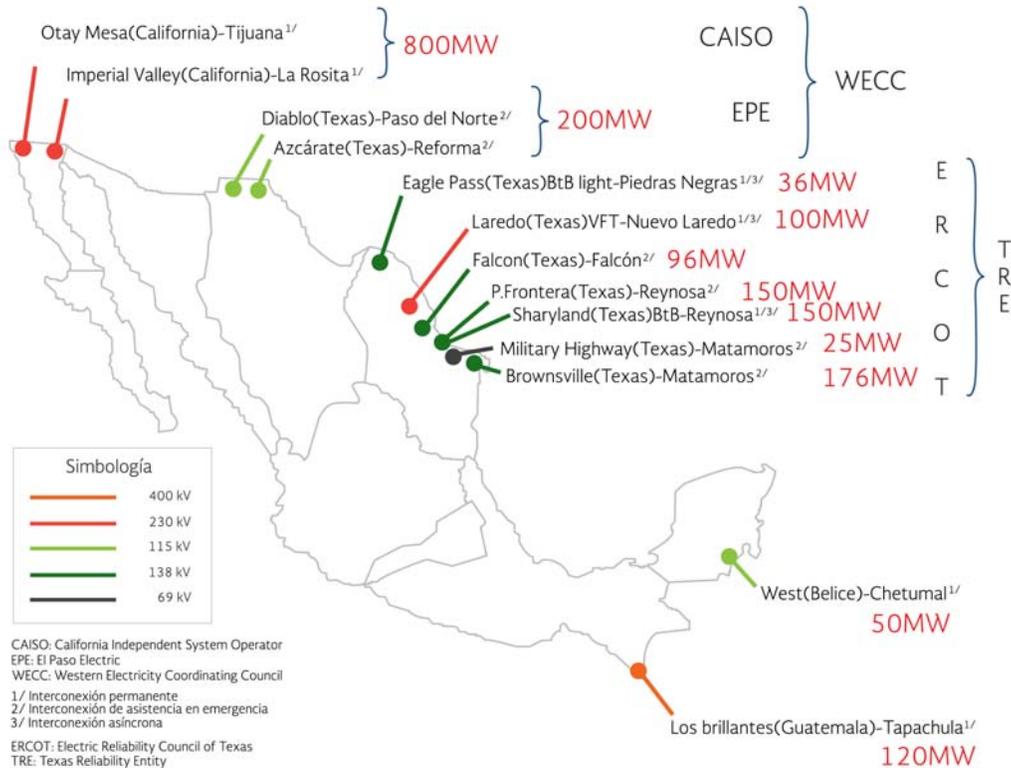
En la frontera sur se encuentra una interconexión entre México y Belice, así como otra entre México y Guatemala. Del lado mexicano, se cuenta con una línea de transmisión de 25 kilómetros de la subestación Tapachula Potencia hacia el Instituto de Electrificación (INDE) de Guatemala, el cual construyó una línea de transmisión de 71 kilómetros de longitud y la expansión de la subestación Los Brillantes, en el departamento de Retalhuleu. Con esta infraestructura, la CFE puede exportar 120 MW de potencia firme con la posibilidad de ampliarla hasta 200 MW. En cuanto a la interconexión con Belice, ésta opera de manera permanente debido a que el sistema de ese país es pequeño y no genera problemas de inestabilidad al SEN.

El comercio de energía eléctrica en la frontera Norte se realiza por medio del SEN y dos consejos regionales de confiabilidad de Estados Unidos de América, que tienen contacto con la frontera y que operan mediante enlaces asíncronos. El Consejo de Coordinación Eléctrica del Oeste (Western Electricity Coordinating Council - WECC) abarca una superficie de aproximadamente 1.8 millones de millas cuadradas (4.7 millones de km<sup>2</sup>), por lo que es el más grande y diverso de los consejos que integran a la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC, por sus siglas en inglés). Asimismo, es importante señalar que los mayores flujos de comercio exterior de energía eléctrica con Estados Unidos de América se realizan mediante las interconexiones SEN-WECC. El WECC se enlaza con el SEN en Baja California mediante dos subestaciones principales ubicadas en California (Otay Mesa e Imperial Valley) a través de una interconexión síncrona y permanente.

Los miembros del WECC en Estados Unidos de América están localizados en los estados de California, Arizona, Nuevo México y una pequeña parte de Texas; mientras que el sistema de la CFE que mantiene dichas interconexiones está ubicado en Baja California, Sonora y Chihuahua. Las interconexiones entre ambos sistemas en Baja California hace factible contar con una capacidad de 800 MW para líneas con un nivel de tensión de 230 kV, mismas que son operadas por California ISO (CAISO). Las subestaciones Diablo y Azcárate de Estados Unidos de América forman parte de una red del Oeste de Texas y Sur de Nuevo México que opera El Paso Electric Company (EPE), pero que también supervisa y evalúa el WECC.

El SEN cuenta con interconexiones con otro consejo regional de Estados Unidos de América: el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (Electric Reliability Council of Texas- ERCOT) que es evaluado y supervisado en el cumplimiento de los estándares de interconexión por la Entidad de Confiabilidad de Texas (Texas Reliability Entity- TRE). Las interconexiones para emergencias con este consejo son la de Falcón (138 kV), con una capacidad de 96 MW y la de Matamoros, con Military Highway (69 kV) y Brownsville (138 kV) con capacidad de 25 MW y 176 MW, respectivamente (véase Figura 3.25).

**FIGURA 3. 25. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES DEL SEN, 2013.**  
(MW)



Fuente: CFE.

### 3.6. Balance nacional de energía eléctrica

El Balance Nacional de Energía Eléctrica describe la evolución de la oferta y la demanda del sector en los últimos diez años. En él se hace una desagregación tanto a niveles de servicio público como de particulares, generación eléctrica por tecnologías, ventas por sectores, comercio exterior, etc.

En general, muestra un concentrado de todo lo contenido a lo largo de este capítulo, y con ello se puede observar el comportamiento de cada una de las variables que impactan al Sector Eléctrico. Para mayor detalle véase cuadro 3.1 en anexos.

## 4. PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO 2014-2028

El panorama actual del sector energético en el país es de fuerte optimismo derivado de la aprobación de la Reforma Energética, que tiene como principal objetivo el aumentar la productividad de este sector, incrementar las inversiones y, con ello, impulsar el crecimiento económico del país. Ante esto, la actividad económica en México muestra claros signos de recuperación ante la desaceleración cíclica experimentada en los últimos años. Con el incremento de la inversión privada, particularmente en infraestructura del sector energético, impulsado por la Reforma Energética, se espera que todos los sectores económicos salgan beneficiados con las múltiples oportunidades de negocios, en diferentes niveles.

En el año 2013, el crecimiento económico tuvo un crecimiento de 1.1%, lo que en los primeros trimestres del año 2014 se tradujo en un crecimiento más débil de lo esperado, posponiendo así la anticipada recuperación económica y derivando en un ajuste a la baja de las perspectivas de crecimiento. Pese a esto, se espera que en los próximos años la trayectoria mantenga su comportamiento sin afectación alguna ya que la economía es capaz de ajustarse a las variaciones internacionales, como es el caso de la baja del precio del petróleo en fechas recientes.

La caída en los precios del crudo tiene efectos directos e indirectos en el sector eléctrico. Ejemplo de ello es el impacto sobre los precios de los petrolíferos que se utilizan para la generación de electricidad, como es el caso del combustóleo y diésel. Otro efecto se encuentra vinculado a la afectación en los sectores que son relativamente sensibles a las variaciones en los precios de la electricidad, como el industrial básico<sup>41</sup>, que pueden aumentar o disminuir su actividad productiva dependiendo de los mismos.

Por otra parte, el impacto de la caída en los precios del crudo tendrá efectos sobre otras fuentes de energía. Se estima que el desarrollo de las energías renovables pueda sufrir una desaceleración, ya que uno de los principales detonadores para su desarrollo es precisamente el precio del petróleo. Sin embargo, en el corto plazo, se espera que esto únicamente retrase la entrada en operación de algunos proyectos y no impacte seriamente el avance de las renovables.

De hecho, en muchos países no se cuenta con una gran capacidad de generación con base en derivados del petróleo crudo. En este sentido, el principal competidor de este tipo de fuentes sigue siendo el gas natural y, en muchas regiones, el precio de este energético se encuentra desvinculado del precio del petróleo crudo. Asimismo, en cuanto a inversiones, la Agencia Internacional de Energía estima que cerca del 60% de las inversiones destinadas a la construcción de infraestructura relacionada con generación de electricidad se destinarán a energías verdes. Lo anterior se debe a que los Estados Unidos de América, China, Japón y la Unión Europea presionan para establecer límites en las emisiones de gases efecto invernadero y promoviendo combustibles alternativos a los fósiles.

El resultado de lo anterior es el desarrollo de incentivos locales y políticas de promoción de energías renovables que aíslan en cierta medida el impacto de las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles, tal como la reciente caída de los precios del crudo. Sin embargo, se corre el riesgo de que, entre más tiempo permanezcan bajos los precios del crudo, mayor será el cuestionamiento hacia el apoyo a otras fuentes más costosas.

Para la planeación futura del Sector Eléctrico Mexicano, se ha optado por la reducción del uso del petróleo y sus derivados en los próximos años, como el caso del combustóleo (cuyo ejercicio se presenta al final de este capítulo), por lo que se espera que la afectación de los precios del crudo, no representen un riesgo mayor ante la solidez de la infraestructura eléctrica.

<sup>41</sup> Refiérase a la industria del vidrio, cemento, siderurgia, química, transporte, etc.

Finalmente, se espera que la tendencia a la baja del peso mexicano frente al dólar sea de corto plazo puesto que los expertos estiman que se regresará a los 13.00 pesos por las altas expectativas que se han generado por la reciente Reforma Energética y que, con el apoyo de diversas coberturas cambiarias, el efecto que se tenga en los precios de los combustibles no genere riesgos mayores. Sin embargo, es importante considerar que esta recuperación será de manera paulatina ya que existe una fuerte correlación con la economía de EU.

El mercado eléctrico en México requiere de una planificación eficiente, coherente y apegada a los modelos de mercado que imperan hoy en día en todo el mundo. En el ejercicio de planeación ya no es suficiente sólo considerar las variables económicas del país y los precios de los combustibles; las necesidades de la población hoy exigen una mayor diversificación de la matriz energética, resultando una implementación de tecnologías más eficientes y programas de ahorro que beneficien tanto a la economía como al medio ambiente. Por ende, el considerar estos factores en las estimaciones de demanda y consumo de energía eléctrica para el mediano y largo plazo, permiten optimizar, dimensionar y diseñar la expansión de capacidad de generación y transmisión de modo que se cubran las necesidades de la población con criterios de calidad, confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Este capítulo mostrará los resultados de un ejercicio de planeación basado en el uso de modelos sectoriales, estos emplean el comportamiento histórico del consumo de electricidad como una de las bases tendenciales en la elaboración de las trayectorias prospectivas con un horizonte de 15 años.

*Es importante mencionar que para la realización de esta Prospectiva se consideró sólo un escenario de planeación, esto es debido a que el país se encuentra en una serie de cambios estructurales donde el sector eléctrico se enfrenta a un nuevo sistema de mercado abierto, en donde su principal agente, la CFE, dejará de ser el único participante para permitir el paso a la iniciativa privada. Esto implica que el ejercicio mostrado en este documento, aún no considera tales efectos y solo se considere el programa autorizado elaborado por la comisión, que es la base medular de esta Prospectiva.*

Este ejercicio<sup>42</sup> muestra la visión del sector que continúa con las políticas establecidas en años pasados y que nos ofrecen una base para la implementación de nuevas metas. Dentro de las medidas de política con relación al Sector Eléctrico (SE), éste debe observar el buen desarrollo de su sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como promover la eficiencia y sustentabilidad energética mediante la diversificación de su parque de generación. Además, en cumplimiento con el marco legal del sector, y acorde con los lineamientos de política energética actual, el SE explora opciones que impulsen el desarrollo social y económico de las regiones que constituyen el territorio nacional y que puedan ser plasmadas en escenarios integrales, con una matriz energética diversificada, y que minimice el impacto ambiental.

<sup>42</sup> Cabe mencionar que los resultados de las proyecciones aquí contenidas se elaboraron con datos consolidados en 2012 y preliminares del último trimestre de 2013. En este sentido, y considerando los tiempos necesarios para la elaboración de los planes de expansión del sector eléctrico, el escenario mostrado no recoge a cabalidad cambios suscitados en las cifras reportadas en el Sistema de Información Energética.

## 4.1. Variables y supuestos del Escenario de planeación

El uso de técnicas de modelación econométrica en las proyecciones de energía eléctrica permite incluir una diversidad de factores muy importantes para la realización del estudio del mercado eléctrico. Partiendo del análisis de la información histórica sobre el consumo de la electricidad, la evolución de la economía, los precios de los combustibles, los precios por sector de usuarios y la aplicación de programas específicos en materia de ahorro, se establecen una serie de sistemas de ecuaciones<sup>43</sup> que fundamentan las estimaciones prospectivas, en términos de un comportamiento esperado. Otro factor importante que considera el modelo, es la trayectoria esperada de la recuperación en la facturación de pérdidas no técnicas de energía eléctrica.

A partir de los modelos econométricos empleados, se obtienen resultados sectoriales y a nivel regional, permitiendo una mayor visualización de las necesidades de expansión del sector eléctrico. Esto es gracias a un análisis particular de las regiones en el cual se considera su actividad económica, el comportamiento de las cargas horarias, y el análisis específico de proyectos con mayor probabilidad de realización. Estos resultados, surgidos de una proyección confiable y con un alto grado de detalle, sirven en la toma de decisiones de inversión de infraestructura, detectando todas las necesidades del sector eléctrico y beneficiando a todos los ámbitos de la sociedad mexicana.

### 4.1.1. Escenario Macroeconómico

La demanda interna depende positivamente del nivel de producción de la economía como variable dinamizadora del consumo y la inversión. Por otra parte, el crecimiento económico ha estado directamente asociado con el ciclo económico de los principales socios comerciales, particularmente de Estados Unidos, que en los últimos años ha presentado una fase de aletargamiento en su recuperación económica dada la crisis de 2009. Aunado a esto, la evolución de la población en México ha desempeñado un papel importante en los pronósticos de mediano y largo plazo, como un elemento que afecta sustancialmente la tendencia del consumo de electricidad futuro.

Con la utilización de las bases macroeconómicas definidas por la SENER, se elaboraron las estimaciones de consumo de electricidad, constituyendo una trayectoria de referencia del ejercicio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN en el período 2014-2028). Este escenario es la base para estimar los niveles y trayectorias del consumo de energía por sector y región.

#### Producto Interno Bruto

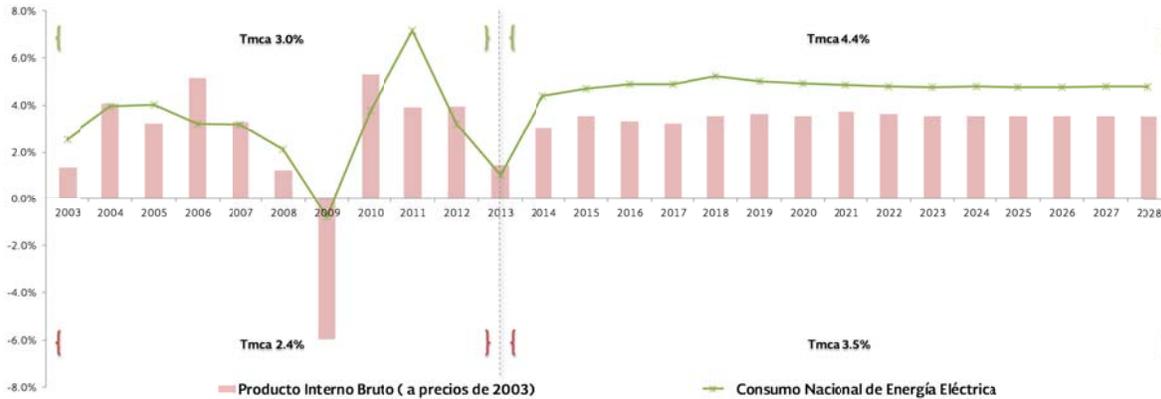
El comportamiento de las tasas de crecimiento anual del PIB ha variado modestamente en la última década. Con el estancamiento del PIB real de 2001 a 2003 las proyecciones fueron muy conservadoras, en el siguiente período se recuperó cierto optimismo en los pronósticos económicos. Sin embargo, la retracción de 2008 y la crisis de 2009 bajaron nuevamente estos pronósticos, retornándose a escenarios más conservadores<sup>44</sup>.

En este escenario de planeación, la tasa media de crecimiento anual (tmca) del PIB durante 2013-2028 es de 3.5% y su comportamiento se puede ver a continuación en la Figura 4.1.

<sup>43</sup> Véase Anexo 1.

<sup>44</sup> Refiérase a Cuadro 4.A en Anexo 2 Cuadros Estadísticos.

**FIGURA 4. 1. EVOLUCION DEL PIB Y CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1990-2012)**



Fuente: SENER, con información de CFE.

Existe cierta correlación entre la estimación de las ventas más los proyectos de autoabastecimiento y el pronóstico del PIB en el mismo lapso de tiempo. En la figura anterior se puede observar cómo, a partir del 2010 con la recuperación de la economía, se registraron crecimientos en el 2011 y 2012. Sin embargo, dado que en 2013 se dio un crecimiento menor al supuesto en el ejercicio anterior, la trayectoria económica en este ejercicio de planeación es inferior. En particular se espera un rezago de un año en los volúmenes anuales de ventas más autoabastecimiento, que disminuyó 2.1% del 2011 al 2012<sup>45</sup>.

## Población

Según cifras del X Censo Nacional de Población y Vivienda del 2010, la estimación para el año 2012 fue de 112.3 millones de habitantes en el país. Tomando como base dicha estimación, el presente ejercicio de planeación consideró una tasa media de crecimiento anual de 1.0% durante el período pronosticado para el crecimiento de la población empleada.

Uno de los supuestos básicos del modelo, es la saturación de usuarios para el sector residencial. De ahí la importancia de conocer las tasas de crecimiento poblacional, pues, ante un desplazamiento positivo, el coeficiente de saturación de usuarios se incrementará, incentivando un mayor consumo en los hogares.

### 4.1.2. Precios

Para la elaboración del ejercicio se consideran dos tipos de precios que influyen en el comportamiento de la demanda eléctrica. El primero referente a los precios de combustibles, que en gran medida están relacionados a los precios internacionales y, por tanto, están sujetos a variabilidad.

Por otra parte se encuentran los precios de la energía eléctrica, donde se involucran muchas variables para determinarlos. Lo anterior es resultado de la dificultad de homogenizar una sola o varias tarifas a lo largo de toda la República Mexicana, asociado a cuando se presentan las demandas o de las condiciones de accesibilidad de electricidad.

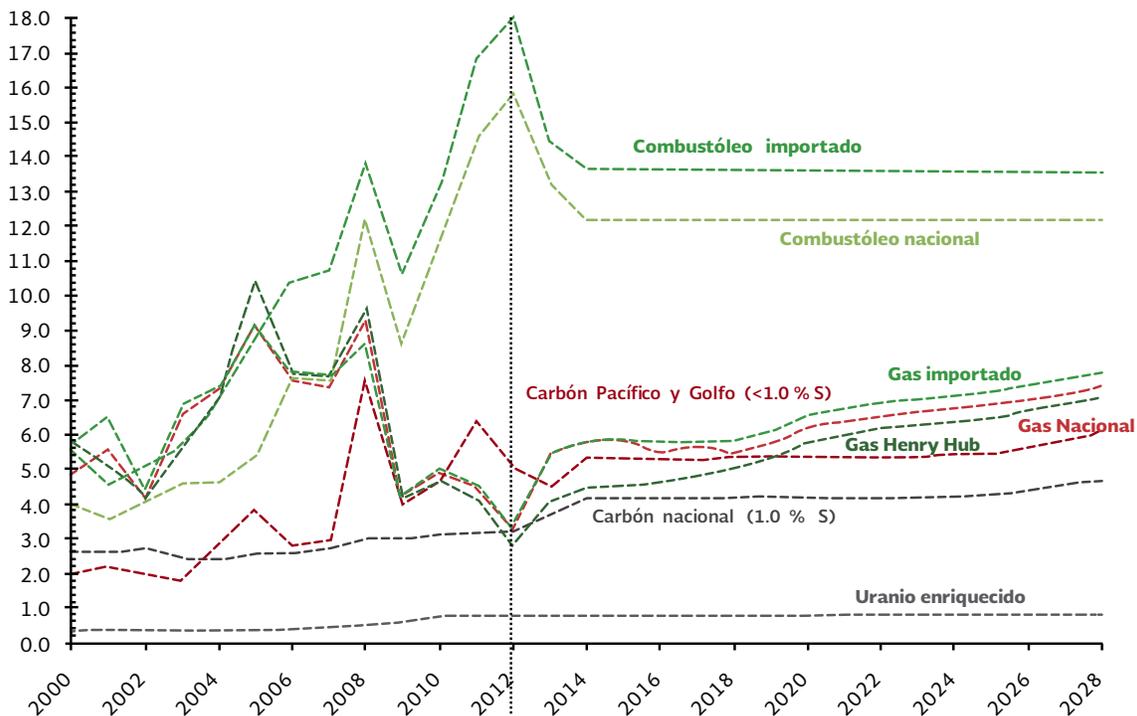
<sup>45</sup> Refiérase a Cuadro 4.B en Anexos.

## Combustibles

El precio relativo de los combustibles es altamente variable, pues mientras unos tienden a la baja por el efecto de una alta disponibilidad, otros tienden a subir. Tal es el caso del precio del combustóleo nacional que en relación con el nivel del año 2012, disminuyó a una tasa media anual de -1.7% y, el importado a -1.6%. Por el contrario el gas natural e importado aumentó al 5.5% y 5.3% promedio al año, respectivamente. Este desplazamiento es ocasionado en gran medida por la alta demanda del combustible, que no sólo es utilizado para la generación eléctrica sino también por diversas industrias en sus procesos de producción. Sin embargo, cabe aclarar que, aún con esta alza de precio, el costo relativo del gas natural (USD/mmBTU) permanece en niveles bajos en comparación con aquellos combustibles indexados al precio del petróleo crudo,

Para el caso de los precios del carbón nacional, se estima un incremento medio anual del orden de 2.3% y del 1.2% para el carbón importado, siendo el combustible cada vez menos utilizado por medidas de control ambiental (véase Figura 4.2.).

**FIGURA 4. 2. TRAYECTORIAS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES**  
(USD13/MMBTU)



Fuente: CFE.

## Precios de la Energía

Uno de los grandes compromisos es brindar un suministro de energía eléctrica confiable y de calidad en todo el país. Ante las distintas necesidades de la población, existen diversas clasificaciones entre el tipo de clientes y por el nivel de consumo (véase Figura 4.3.).

Las tarifas eléctricas en 2012 continuaron sujetas a ajustes mensuales. Las residenciales, exceptuando la tarifa doméstica de alto consumo DAC, las agrícolas, las de bombeo de aguas potables y negras, y las de alumbrado público, se incrementaron mediante factores fijos para recuperar la inflación.

FIGURA 4. 3. TIPO DE TARIFAS PARA EL SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



Fuente: SENER con información de CFE.

Las tarifas de electricidad en México tienen precios diferentes a los usuarios debido a los subsidios aplicables, donde el costo para el consumidor se incrementa gradualmente a fin de ajustar el monto de venta. Sin embargo, este apoyo implica una pérdida de ingresos para el gobierno por lo que ha promovido, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la necesidad de unificar las ocho tarifas del servicio doméstico permitiendo así, la simplificación de la facturación de los usuarios.

La proyección para el período de pronóstico 2014-2028 del precio medio de los diferentes sectores de usuarios, se realiza con la proyección de ajustes anuales. Por un lado —tarifas sujetas a movimientos derivados de la inflación— el ajuste anual depende de las previsiones inflacionarias del periodo, expresadas en el Índice Nacional de Precios al Consumidor. En este caso se ha considerado que se continúa con el mismo nivel de subsidio, lo que supone una relación precio/costo fija en el período. En este grupo se encuentran básicamente las tarifas del sector Residencial 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, y del sector Agrícola 9CU y 9N. Asimismo la tarifa 6 de bombeo de aguas potables y negras.

Por el otro lado —tarifas sujetas a ajustes automáticos mensuales vinculados a los movimientos del costo de suministro— el ajuste anual resulta de esas mismas previsiones inflacionarias del periodo y de los movimientos de los precios de combustibles. Ambos determinantes provienen de los escenarios económicos y de precios de combustibles preparados por la SENER. Las tarifas industriales de alta y media tensión (HT, HTL, HS, HSL, HM, HMC y OM), las comerciales (2, 3 y 7) y la tarifa DAC en el sector Residencial, se ajustaron con factores variables determinados mensualmente, como función de las variaciones en el costo de suministro.

Para este escenario los precios sectoriales tienen comportamientos vinculados a las trayectorias de los escenarios económicos y de precios de los combustibles. En consecuencia, las relaciones precio/costo se modifican como resultado de los diferentes movimientos de estos escenarios. La trayectoria estimada del precio medio total para el escenario de planeación se muestra en la siguiente Figura.

**FIGURA 4. 4. TRAYECTORIAS DEL PRECIO MEDIO TOTAL DE ELECTRICIDAD. ESCENARIO DE PLANEACIÓN 2014-2028 (\$13/kWh)**



Fuente: CFE.

Para el período 2014-2028, el precio medio total experimenta un comportamiento relativamente estable en el período, con una tasa media anual de 0.1% respecto al 2012, esto a consecuencia de las diversas trayectorias de precios —tanto de los sectores subsidiados como de los sectores sujetos al mecanismo de ajuste automático—.

### 4.1.3. Ahorros de energía eléctrica derivados del PRONASE

Para darle cumplimiento a una de las metas de sustentabilidad ambiental de la Estrategia Nacional de Energía, referente a capturar el potencial de ahorro en el consumo final de energía eléctrica identificado en el PRONASE, la SENER presentó un escenario de planeación de ahorro de energía eléctrica. Los supuestos para su conformación se dieron partiendo de una hipótesis sobre la participación del ahorro sectorial en el consumo total y al nivel de éxito de las áreas de oportunidad en las que se busca capturar el potencial del ahorro en el consumo de electricidad.

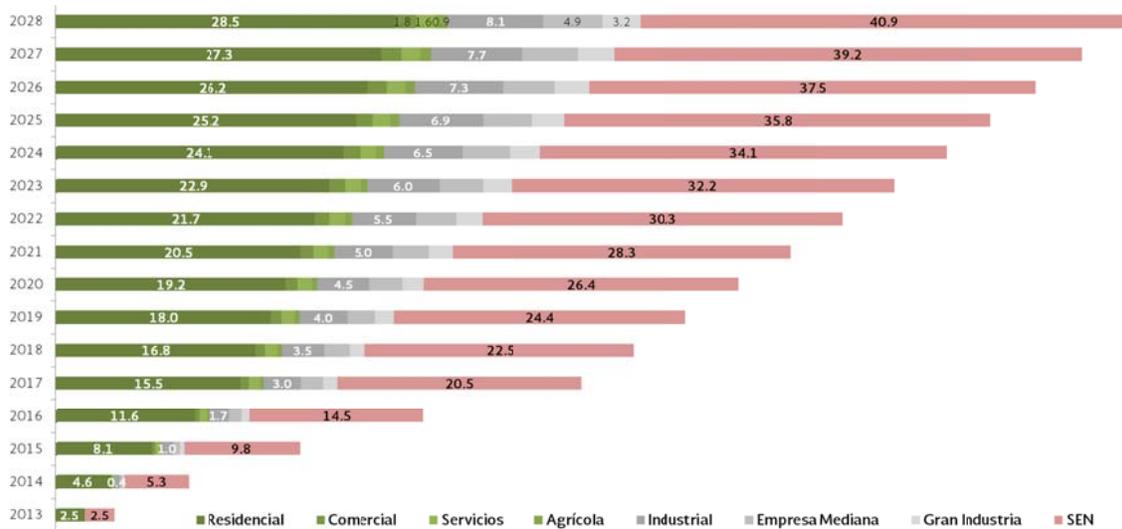
Se consideraron cinco rubros de uso final de energía eléctrica indicados en el PRONASE:

- Iluminación,
- Equipos de hogar y de inmuebles,
- Acondicionamiento de edificaciones,
- Motores industriales, y
- Bombas de agua agrícolas y de servicios públicos.

A partir de lo anterior se desglosó su participación en los diversos sectores de consumo eléctrico: residencial, comercial, servicios, agrícola, empresa mediana y gran industria.

Para el sector residencial se registrarán los mayores ahorros, para el 2028 representarán el 69.8% del total del ahorro (28.5 TWh). Considerando todo el sector industrial –empresa mediana y gran industria– el ahorro es de 19.8% del total (8.1Twh), 12.0% de empresa mediana y 7.8% de gran industria. El restante 10.6% está integrado por los sectores comercial, servicios y agrícola (véase Figura 4.5).

**FIGURA 4. 5. TRAYECTORIA AHORRO PRONASE**  
(TWh)



Fuente: SENER con información de CFE

## 4.2. Efecto del ahorro, proyectos por particulares<sup>46</sup>, recuperación de pérdidas y cargas sobre las ventas de energía eléctrica

Tomando en consideración los supuestos descritos anteriormente, se estima que en el período de 2013-2028 las ventas que se registrarán en el mercado eléctrico del escenario de planeación alcanzarán 372.3 TWh en 2028, lo que significa que crecerán en promedio 4.4% al año (véase Figura 4.6).

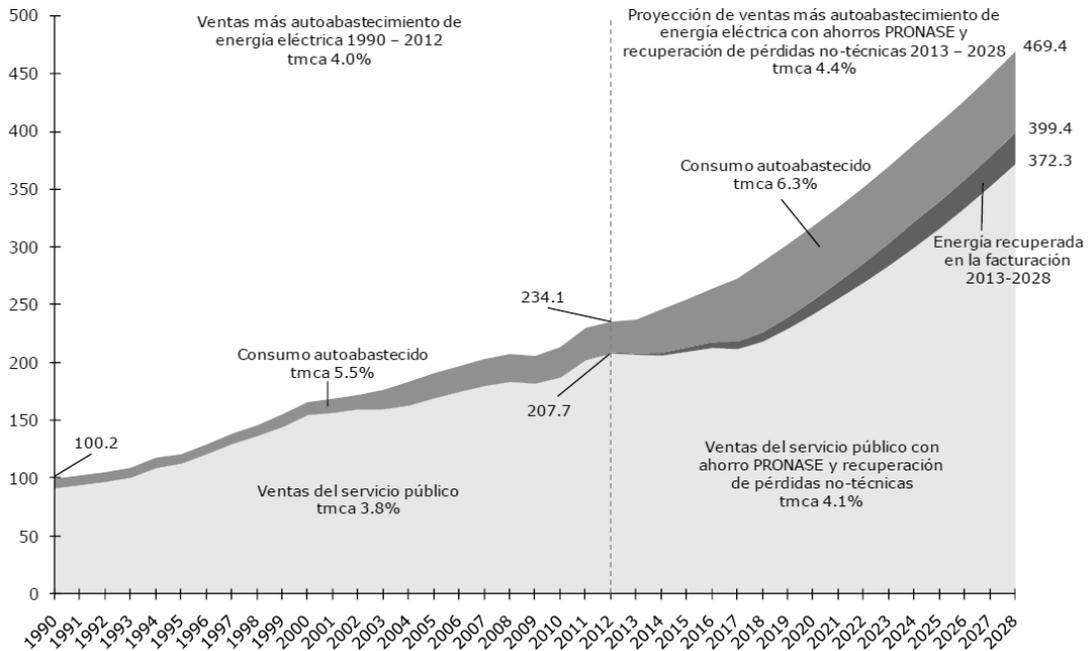
Para ese mismo año, el volumen de energía que se proyecta consumir es de 469.6 TWh; mientras que las ventas aumentarán 4.2% en promedio al año, ubicándose en 399.4 TWh. Este volumen de energía suministrada en 2028 ya incluiría 27.1 TWh adicionales que se registrarán como resultado de los programas de recuperación de pérdidas no-técnicas del SEN<sup>47</sup>.

El comportamiento de este ejercicio resultó de considerar las estimaciones derivadas de la aplicación de los nuevos programas de ahorro, primordialmente el de la iluminación por los cambios de la NOM. También las trayectorias que se estiman presentarán para cada sector la recuperación de energía actualmente consumida pero no facturada.

<sup>46</sup> Estos proyectos se estimaron bajo la figura de Autoabastecimiento.

<sup>47</sup> Refiérase a Cuadro 4.C en Anexos.

**FIGURA 4. 6. AHORRO PRONASE, VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PROYECTOS POR PARTICULARES. ESCENARIO DE PLANEACIÓN**  
(TWh)



Fuente: CFE.

### 4.3. Pronósticos del mercado eléctrico nacional

Los supuestos antes mencionados de las variables y premisas no sólo tienen un papel a nivel estatal pues, como se había mencionado anteriormente, para la elaboración de este ejercicio de planeación se hace uso de un modelo sectorial y regional, lo que permite una mayor perspectiva de las necesidades energéticas en materia de electricidad que tiene el país.

Con este nivel de desagregación es posible observar de manera más detallada el comportamiento de la trayectoria, pues ésta resulta de considerar las estimaciones derivadas de la aplicación de los nuevos programas de ahorro, primordialmente el de iluminación por los cambios de la Normas Oficiales Mexicanas. Asimismo, se integran las trayectorias estimadas de consumo autoabastecido y de recuperación de pérdidas no técnicas en los diferentes sectores.

#### 4.3.1. Consumo nacional de energía eléctrica

Los pronósticos de la evolución del consumo de energía eléctrica se encuentran correlacionados con la dinámica económica. Como se mencionó, para un PIB que se estima crecerá en promedio cerca del 3.5% durante el período 2013-2028 (escenario considerado para este ejercicio de planeación), las ventas totales de energía eléctrica aumentarán a una tasa media anual de 4.4%, que en comparación del ejercicio del año anterior se reduce un punto porcentual.

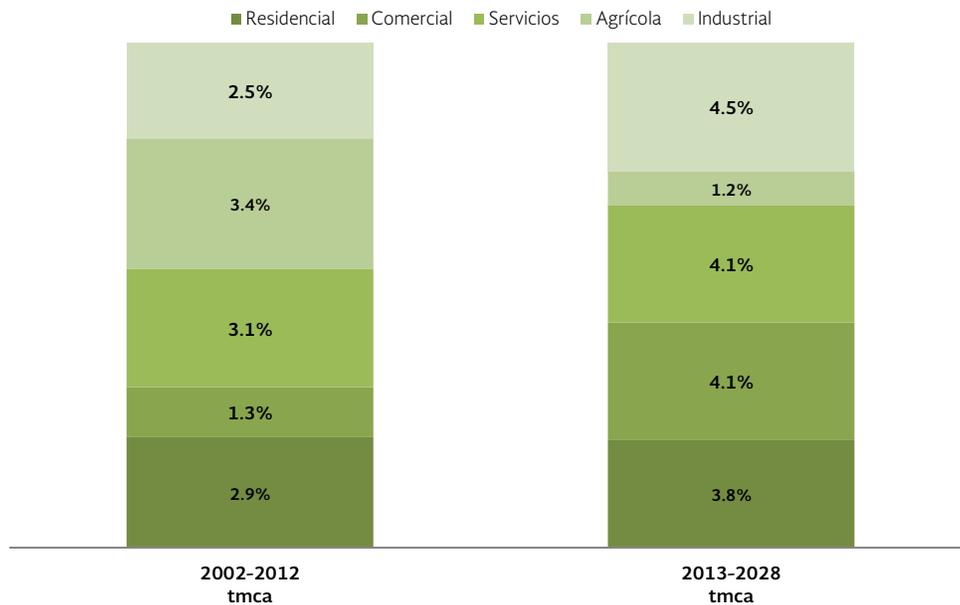
Con ello, la expectativa del crecimiento del agregado de ventas totales de electricidad en el mercado eléctrico son punto y medio mayor en el período prospectivo (4.4%) en comparación con la última década 2002-2012 (3.0%)<sup>48</sup>. Este comportamiento se encuentra vinculado a las ventas a la industria y a los

<sup>48</sup> Refiérase al cuadro 4.D en Anexos.

grandes comercios. De hecho, en los últimos años el sector con mayor uso de energía eléctrica ha sido el Industrial, mismo que ha mantenido un elevado consumo de electricidad por unidad de producto. En el 2012 estas ventas representaron 58.6% de las totales: 36.7% al sector empresa mediana y 21.9% al sector de la gran industria.

Para el período pronosticado los sectores antes mencionados crecerán 4.5% en promedio anual, ligeramente superior al 4.2% de las ventas totales<sup>49</sup>. Del tal modo, que para el 2028 llegarán a representar 61.8% de las ventas totales del mercado eléctrico, (véase Figura 4.7).

**FIGURA 4. 7. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE VENTAS DE ELECTRICIDAD POR SECTOR.**  
(Tasa media de crecimiento anual)



tmca: tasa media de crecimiento anual  
Fuente: SENER con información de CFE.

Para los sectores residencial, comercial y servicios, quienes integran el denominado Desarrollo Normal, éstos crecerán 3.9% al año en conjunto, un punto porcentual menos que el ejercicio del 2012 (4.9%). Destaca que el sector servicios incrementará sólo un punto porcentual del periodo anterior (3.1%) al prospectivo (4.1%) mientras que el residencial tiende a disminuir su tasa de crecimiento medio anual.

Finalmente se estima que las ventas al sector agrícola registren un dinamismo ligeramente menor al del ejercicio anterior, que fue de 1.7%, mientras que para el presente ejercicio su crecimiento anual será de 1.2%, un nivel menor que de la década anterior (3.4%).

#### 4.4. Consumo bruto de energía eléctrica

El consumo bruto se integra considerando las ventas totales de energía, ahorros de energía, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, la exportación, la importación, la reducción de pérdidas y los usos propios en la generación de energía. La evolución histórica del 2003-2012 tuvo un crecimiento de 3.1% mientras que para el pronóstico del período 2013-2028, el consumo bruto del SEN presenta un crecimiento medio anual de 3.8%. Para el año 2012 el consumo bruto registró un incremento de 1.9 por ciento (véase Figura 4.8.).

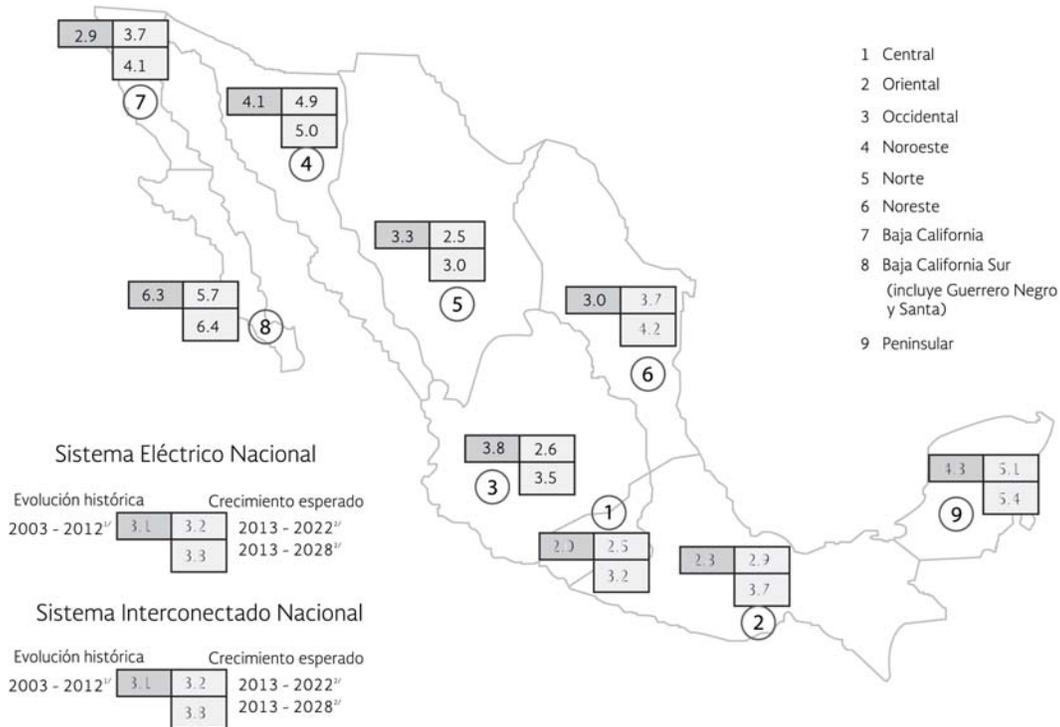
<sup>49</sup> Incluye deducciones por energía ahorrada y adiciones por energía recuperada de facturación de pérdidas no técnicas.

#### 4.4.1. Consumo bruto regional

El país se divide en nueve áreas o sistemas, integrado por 149 zonas, 6 zonas de exportación y 11 comunidades o pequeños sistemas aislados, permitiendo así un estudio regional del mercado eléctrico más enfocado a las necesidades de dichas regiones. El cálculo de la potencia y energía que requieren los diferentes centros de demanda del país es una de las variables más importantes en la modelación de la expansión del sector eléctrico, ya que a través de estos modelos se determina la capacidad y ubicación de las nuevas centrales generadoras así como la expansión óptima de la red de transmisión.

Las proyecciones regionales se fundamentan en estudios estadísticos de tendencia complementados con estimaciones basadas en las solicitudes de servicio de grandes consumidores. Asimismo, se emplea un estudio regional del consumo final de energía eléctrica caracterizado por la suma de las ventas más el autoabastecimiento remoto y considerando un análisis de su evolución en cada zona geográfica. Así, Los resultados se ajustan para empatar con el pronóstico del consumo nacional, definido previamente con los modelos econométricos.

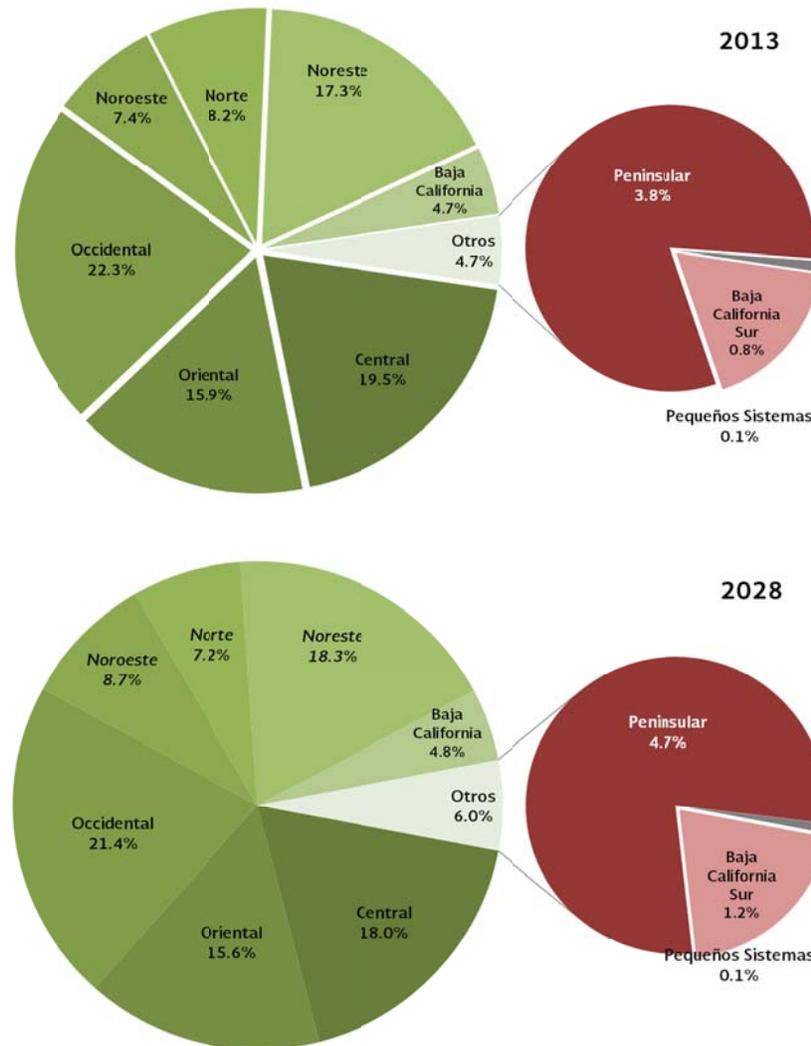
**FIGURA 4. 8 CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DEL CONSUMO BRUTO POR AREA (%)**



En el 2013, el consumo bruto del SEN fue de 277.6 TWh, y se espera que para el 2028 sea de 502.9 TWh. Respecto a las regiones, en el 2013 la mayor concentración del consumo bruto se encuentra en la región occidental con el 22.3% del total (61.9 TWh), y el menor consumo lo registró la región de Baja California Sur con el 0.8% (2.3 TWh)<sup>50</sup>. Para el 2028 la proporción en participación del consumo de las regiones muestra ligeros cambios, aumentando un punto porcentual en el Noroeste, Noreste; disminuyendo en Norte, Occidente, Central, Peninsular y casi constante en las demás regiones (véase Figura 4.9).

<sup>50</sup> Refiérase al Cuadro 4.E en Anexos.

FIGURA 4. 9. CONSUMO BRUTO POR REGIÓN, 2013 Y 2028<sup>51</sup>.  
(Distribución porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

#### 4.4.2. Consumo de cargas autoabastecidas

Uno de los objetivos del ejercicio de planificación es prever el impacto de los proyectos privados sobre la expansión del SEN. Para ello se estima, caso por caso, el valor de la demanda máxima anual de la carga local, así como la de cada una de las cargas remotas. Posteriormente, estos montos se agregan a las demandas máximas del servicio público en las regiones correspondientes.

De los resultados obtenidos de las reuniones del grupo interinstitucional para la elaboración del documento de la Prospectiva del Sector Eléctrico, destaca que en el período de 2003-2012 la demanda máxima autoabastecida tuvo un crecimiento medio anual de 5.8%, donde el autoabastecimiento remoto tuvo el aumento más significativo del 18.4% en promedio anual. Para el último período 2013-2028, el

<sup>51</sup> Incluye ventas más autoabastecimiento remoto, ahorros de energías, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, pérdidas y usos propios CFE; Oriental, Noreste, Baja California y Peninsular, incluyen exportación; BC solamente sistema La Paz; Pequeños Sistemas son: Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional.

autoabastecimiento local se incrementará 1.6%, mientras que el remoto será de 8.9% y, considerando los proyectos renovables, la tasa de la carga remota alcanza el 10.2%, con un total de 17,856 MW en el 2028 (véase Figura 4.10). En el 2019 se prevé que un grupo de cargas serán autoabastecidas con energía renovable, definidas como Bloque de Proyectos Renovables (véase Cuadro 4.1).

**CUADRO 4. 1. EVOLUCION Y CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA AUTOABASTECIDA (MW)**

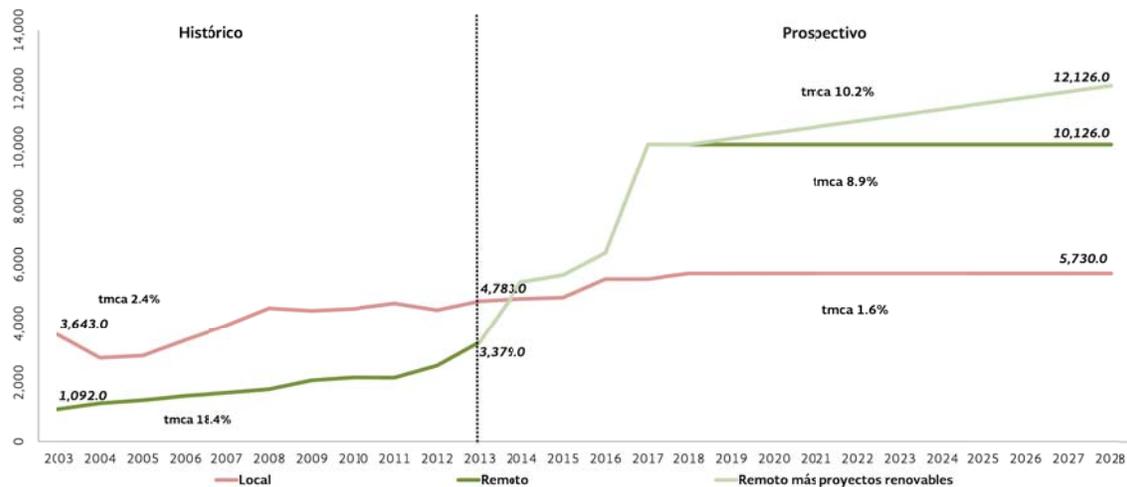
Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	tmca (2003-2012)
Local	3,643	2,843	2,922	3,452	3,954	4,543	4,459	4,525	4,708	4,479	4,783	4,861	4,910	2.3
Remoto	1,092	1,299	1,401	1,548	1,657	1,776	2,077	2,173	2,166	2,579	3,379	5,431	5,674	10.0
Proyectos Renovables														n.a.
Remoto más proyectos renovables											3,379	5,431	5,674	n.a.
Total	4,735	4,142	4,323	5,000	5,611	6,319	6,536	6,698	6,874	7,058	8,162	10,292	10,584	4.5

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca (2013-2028)
Local	5,537	5,537	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	5,730	1.6
Remoto	6,429	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	10,126	8.9
Proyectos Renovables				200	400	600	800	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	2,000	n.a.
Remoto más proyectos renovables	6,429	10,126	10,126	10,326	10,526	10,726	10,926	11,126	11,326	11,526	11,726	11,926	12,126	8.9
Total	11,966	15,663	15,856	16,056	16,256	16,456	16,656	16,856	17,056	17,256	17,456	17,656	17,856	6.0

Fuente: SENER.

**FIGURA 4. 10. EVOLUCION Y CRECIMIENTO ESPERADO DE LA DEMANDA MAXIMA AUTOABASTECIDA (MW)**



Fuente: SENER.

En lo que respecta al crecimiento esperado del consumo autoabastecido, se establece un aumento mayor a partir de la consideración de proyectos renovables desde el año 2013 (véase Cuadro 4.2).

**CUADRO 4. 2. EVOLUCION Y CRECIMIENTO ESPERADO DEL CONSUMO AUTOABASTECIDO**  
(GWh)

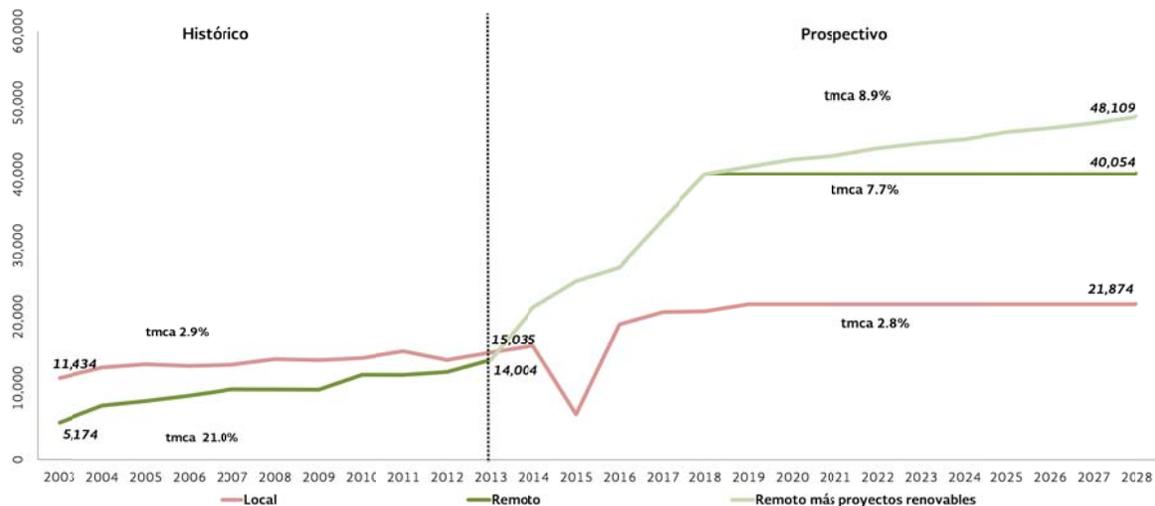
Año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	tmca (2003-2012)
Local	11,434	12,918	13,390	13,127	13,323	14,115	13,959	14,256	15,220	13,974	15,035	16,038	6,305	2.3
Remoto	5,174	7,545	8,192	8,937	9,846	9,832	9,786	11,899	11,871	12,283	14,004	21,403	25,104	10.1
Proyectos Renovables														n.a.
Remoto más proyectos renovables											14,004	21,403	25,104	n.a.
Total	16,608	20,463	21,582	22,064	23,169	23,947	23,745	26,155	27,091	26,257	29,039	37,441	31,409	5.2

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca (2013-2028)
Local	19,048	20,777	20,868	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	21,874	2.8
Remoto	27,006	33,626	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	40,054	7.7
Proyectos Renovables				1,029	2,059	2,610	3,640	4,341	4,892	5,922	6,474	7,174	8,055	n.a.
Remoto más proyectos renovables	27,006	33,626	40,054	41,083	42,113	42,664	43,694	44,395	44,946	45,976	46,528	47,228	48,109	8.6
Total	46,054	54,403	60,922	62,957	63,987	64,538	65,568	66,269	66,820	67,850	68,402	69,102	69,983	6.3

Fuente: SENER.

En la siguiente Figura se presenta la evolución y el crecimiento esperado del autoabastecimiento, referido a la demanda de potencia y en energía, respectivamente.

**FIGURA 4. 11. EVOLUCION Y CRECIMIENTO ESPERADO DEL CONSUMO AUTOABASTECIDO**  
(GWh)



Fuente: SENER.

Se había pronosticado para el 2012 un consumo autoabastecido de 28.3 TWh, sin embargo, el valor real al cierre fue de 26.3TWh. Esto significó una desviación de 7.9% por debajo de lo previsto.

Los proyectos que iniciaron operación fueron:

- Sociedad Autoabastecedora de Energía verde de Aguas, SAEVA (3.2MW)
- Tala Electric (25MW)
- Energía EP Xicoac (0.4 MW)
- Eólica de Arriaga SAPI de CV (28.8 MW)



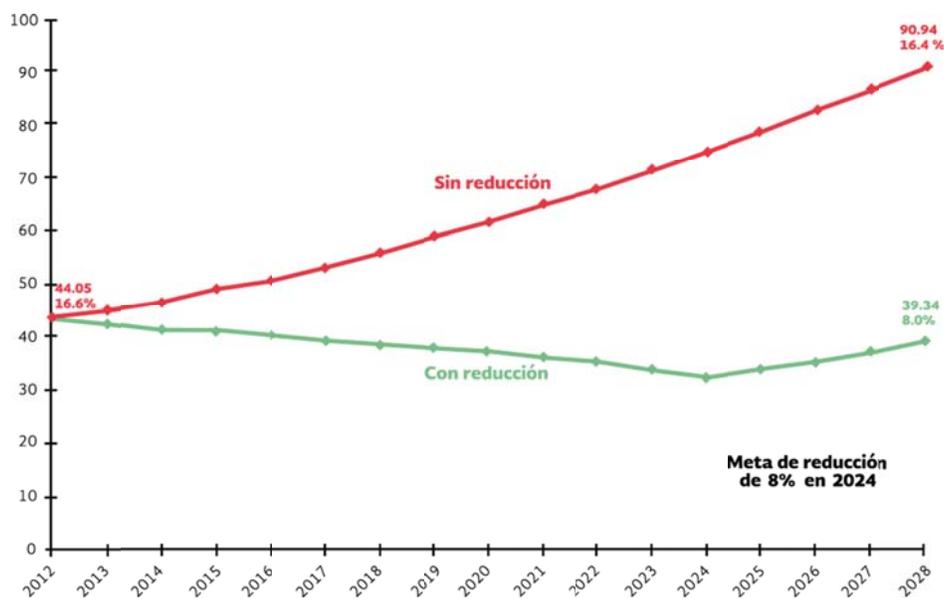
- Eólica Stipa Nayya (74MW)
- Energía Láctea (0.8MW) y,
- Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1 (90MW).

#### 4.4.3. Reducción de pérdidas de energía eléctrica

El comportamiento de las pérdidas en energía del SEN puede observarse desde dos casos. Uno es referente a la aplicación del programa de reducción de pérdidas de energía eléctrica, el otro es sin considerar tal programa.

En cada área se lleva a cabo un proceso de reducción gradual de pérdidas en el horizonte de planificación tomando en cuenta su valor actual. Para 2024, la energía asociada a las pérdidas no-técnicas se reduce de 8.7% a 2.5% - de estas últimas se estima que el 87.7% se integrarán a las ventas de energía (facturación) y el 12.3% es energía evitada-. Por otra parte, las pérdidas técnicas se disminuirían de 7.9% a 5.5% para alcanzar una reducción de 8% global en energía (véase Figura 4.12).

**FIGURA 4. 12. COMPARACION CON Y SIN PROGRAMA DE REDUCCION DE PÉRDIDAS EN ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SEN.**  
(TWh)

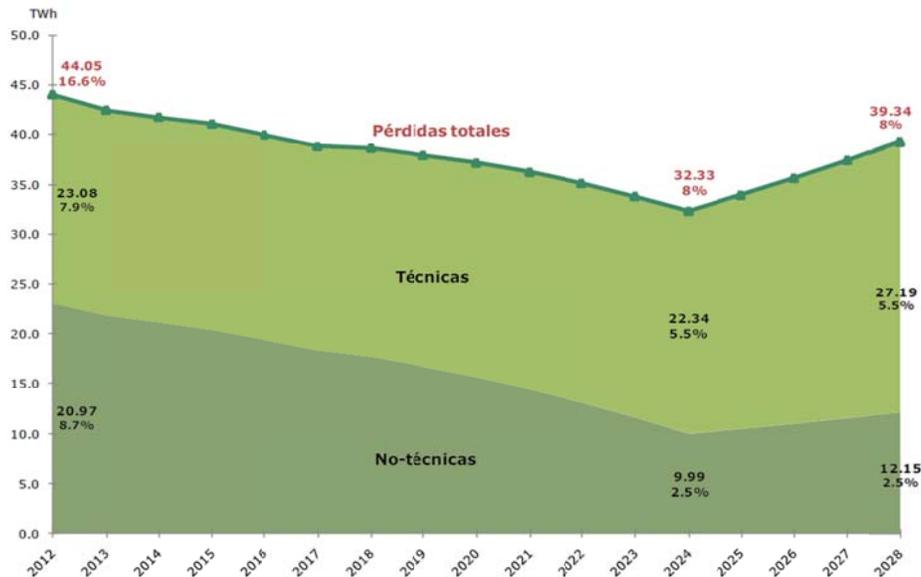


Fuente: CFE.

Algunas áreas tendrán que realizar esfuerzos más significativos, como es el caso del área Central, Oriental y Occidental, comparados con Baja California y Baja California Sur, donde las pérdidas actuales están cercanas a la meta establecida, debido a las coberturas geográficas menores, a los reducidos índices de ruralidad y a programas previos (véase Cuadro 4.F y 4.G en el Anexo).

En la siguiente figura se presenta la evolución de las pérdidas energía del SEN del escenario de planeación. Del total de la energía que se recupera, el 30.9% se encuentra asociado a la reducción de pérdidas técnicas y 69.1% de no técnicas.

**FIGURA 4. 13. PÉRDIDAS TOTALES TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DEL SEN.**  
(TWh)



Fuente: CFE; DME 2012, pérdidas totales de 44.05 TWh, equivalente a 16.6% con base en la energía necesaria neta del SEN 265.16TWh.

El comportamiento mostrado en la Figura anterior hacia los últimos años del periodo se explica ya que, si bien el porcentaje de pérdidas permanece en los mismos niveles que en 2024, la demanda de energía crece hacia el 2028. Con ello, las pérdidas de energía son mayores aun cuando el porcentaje permanezca en los mismos niveles. Cabe señalar que estos niveles de pérdidas son equiparables a los estándares internacionales.

#### 4.5. Evolución de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional

Las cantidades anuales de la energía bruta requerida para el servicio público se calculan agregando a las ventas los valores estimados de la energía asociada con pérdidas por transmisión y usos propios en instalaciones de generación y transmisión.

Las estimaciones para la demanda máxima anual se obtuvieron aplicando a la energía bruta los factores de carga previstos para los diferentes tipos de consumidores de la región o área correspondiente. La demanda del Sistema Interconectado Nacional en sus áreas Norte, Noreste, Noroeste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular en una hora específica del año, se obtiene con las demandas coincidentes de las áreas en una hora dada esa misma hora. Para un año dado, el valor máximo de las demandas horarias del SIN constituye la demanda máxima coincidente. Esta es menor que la suma de las demandas máximas anuales de las áreas, por ocurrir en horas diferentes.

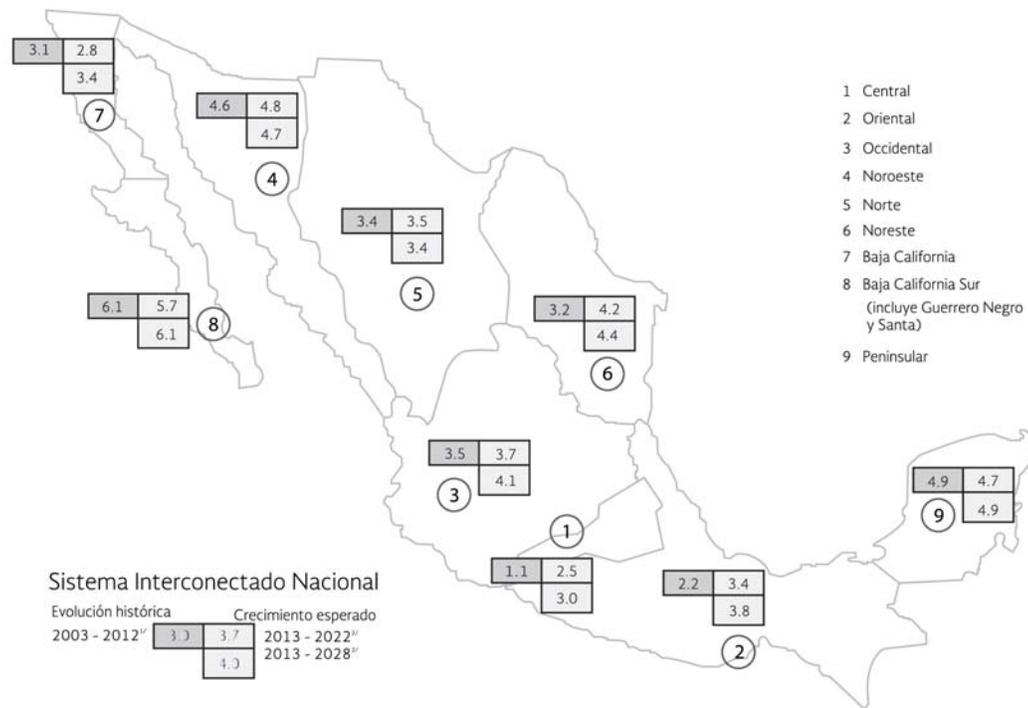
El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas máximas anuales de las áreas y la máxima coincidente del sistema interconectado. Para un año dado, la demanda máxima coincidente del SIN se calcula dividiendo la suma de las máximas de las áreas entre el factor de diversidad estimado.

#### 4.5.1. Evolución de la demanda del SEN

El resultado de la adición de la demanda del servicio público y la demanda de proyectos de autoabastecimiento que requieren servicios de transmisión y de respaldo, dan como resultado la demanda total a abastecerse del SEN. Es decir, para efectos de la planificación del SEN, se incluye la demanda de cargas con autoabastecimiento remoto debido a los servicios de transmisión y de respaldo, mientras que la de autoabastecimiento local se considera independiente del sistema, a menos que requiera servicio de respaldo.

El pronóstico para el SIN tiene una tendencia al alza. La evolución histórica en 2003-2012 presenta un crecimiento promedio anual de 3.0%, con lo que se ubicó en 38,000 MW en el último año. Durante 2013-2028 se espera una tasa media anual de 4.0% (véase Figura 4.14).

**FIGURA 4. 14. CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA POR ÁREA (%)**

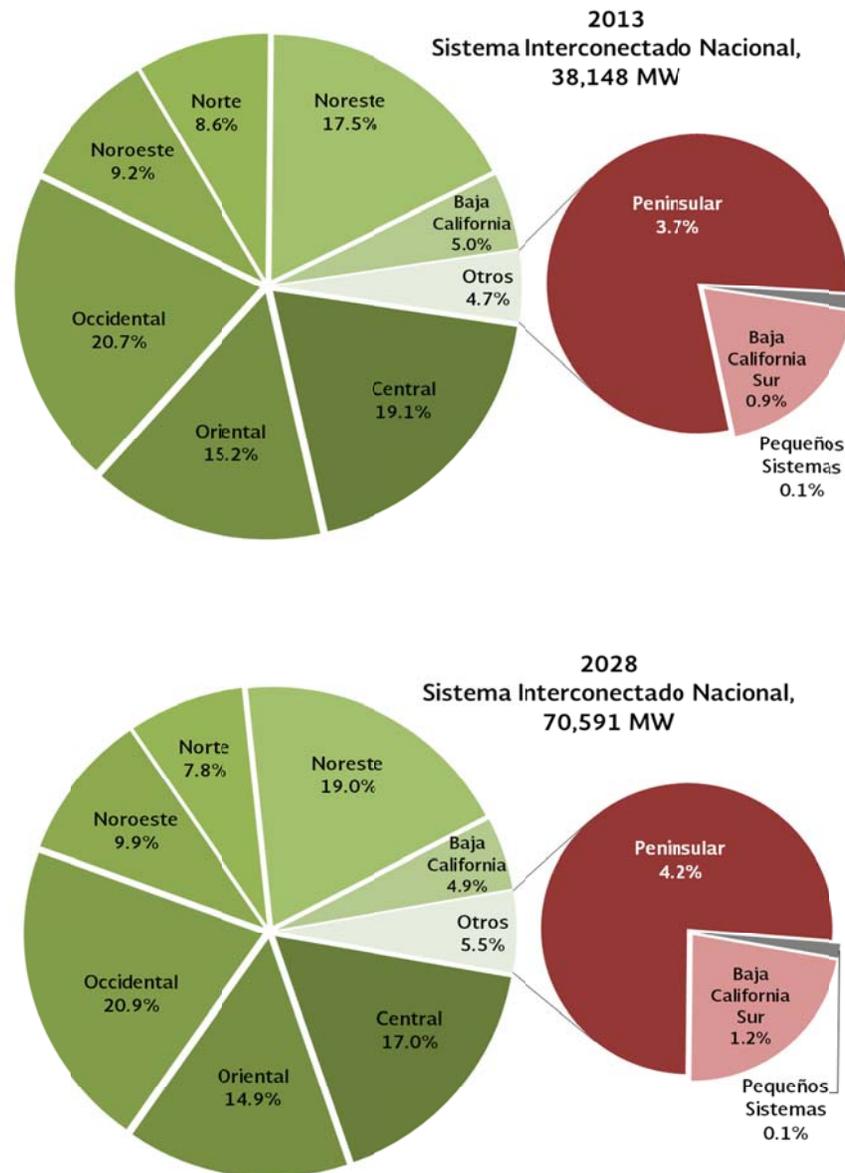


Fuente: CFE.

Dentro de los pronósticos para la demanda máxima bruta de cada área del Sistema Eléctrico Nacional, durante 2013-2028, destaca la región de Baja California Sur como la de mayor dinamismo con una tasa media de crecimiento anual de 6.1%, llegando a 1,009MW en el 2028. Los pequeños sistemas también tendrán un aumento de aproximadamente 5.1% incluyendo exportación, así como la región peninsular con el 4.9% de crecimiento medio anual, para alcanzar los 3,428 MW al final del período prospectivo<sup>52</sup> (véase Figura 4.15).

<sup>52</sup> Refiérase al Cuadro 4.H del Anexo.

FIGURA 4. 15. DEMANDA MAXIMA BRUTA, 2013 Y 2028<sup>53</sup>  
(MW y Distribución porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE

#### 4.6. Escenario de expansión del Sistema Eléctrico Nacional

Una vez consideradas las estimaciones de demanda, para la elaboración del escenario de expansión, se toman como base la localización de las adiciones de capacidad de generación y transmisión que requiere el SEN para atender los incrementos resultantes. En parte, estas necesidades quedarán cubiertas mediante obras actualmente en proceso de construcción o licitación. La demanda restante por cubrir se atenderá

<sup>53</sup> Incluyen exportación; BC solamente sistema La Paz; Pequeños Sistemas son: Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

mediante nuevos proyectos de generación desarrollados por particulares o por la propia CFE, de conformidad con la las leyes aplicables.

#### 4.6.1. Expansión del SEN

Dentro de los principios de la planificación del Sistema Eléctrico Nacional, destacan dos aspectos fundamentales con efectos a largo plazo:

- Las decisiones para invertir en obras de expansión del SEN se toman con varios años de anticipación, debido a que los proyectos presentan largos periodos de maduración. Desde la fecha de inicio del concurso para la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial, transcurren aproximadamente de cuatro a siete años, mientras los proyectos de transmisión de tres a cinco años al periodo previo a la entrada en su operación. Adicionalmente, para llevar a cabo la formulación, evaluación y autorización de los proyectos, el tiempo mínimo requerido es de un año.
- Las decisiones relacionadas con la expansión del SEN tienen repercusiones económicas a largo plazo ya que la vida útil de los proyectos es del orden de 30 años.

La planeación del sistema eléctrico requiere de información actualizada sobre los proyectos de generación y transmisión factibles de incorporarse al programa de expansión. Dichos datos provienen de los estudios que realiza la CFE para la identificación, evaluación de proyectos y tecnologías, así como de otras fuentes especializadas. Con esta información se integra el catálogo de proyectos factibles y el documento de trabajo denominado Costos y Parámetros de Referencia (COPAR), el cual contiene lineamientos técnicos y costos estimados de proyectos típicos con diversas tecnologías.

El programa de expansión del SEN se determina seleccionando las obras de generación y transmisión que minimizan costos actualizados de inversión, operación y energía no servida en el periodo de planificación (programa de expansión óptimo). Asimismo, se analizan sistemáticamente diversas configuraciones de proyectos, que se evalúan técnica y económicamente en el marco del sistema eléctrico. Para este proceso se utilizan modelos de optimización y simulación.

Los elementos principales que intervienen en estos estudios son los siguientes:

- Pronóstico de demanda máxima y energía necesaria
- Sistema de generación existente
- Programa de retiros
- Disponibilidad del parque de generación
- Costos de inversión en generación y transmisión
- Evolución de precios de combustibles
- Metas y políticas nacionales en materia de desarrollo del sector eléctrico.

Dichos estudios se realizan para tres sistemas: el SIN, el de Baja California y el de Baja California Sur. En cada caso se efectúa un análisis conjunto del sistema de generación y la red troncal de transmisión, con objeto de ubicar adecuadamente las nuevas centrales.

En estudios realizados en los últimos años, se concluyó la conveniencia técnica y económica de interconectar el área Baja California al SIN. Esta interconexión aportará entre otros beneficios, apoyar la demanda de punta del sistema Baja California (BC) a partir de los recursos de generación del SIN y, en los periodos de menor demanda en Baja California, exportar al SIN los excedentes de capacidad y energía base (geotérmica y ciclo

combinado) de esta área, aprovechando la diversidad de la demanda entre los dos sistemas. Con esta interconexión, se reducirán los costos de inversión en infraestructura de generación y los de producción globales. Además, el enlace de Baja California al SIN abrirá nuevas oportunidades para efectuar transacciones de potencia y energía con diversas compañías eléctricas de los Estados Unidos de América.

### **Consideraciones para la participación de las tecnologías de generación**

En atención a la elaboración del documento de Prospectiva, la SENER definió lineamientos de política energética que orientarán el ejercicio de planificación del sector eléctrico. Estos lineamientos se conformaron para impulsar la participación de fuentes de energía renovable en la generación de electricidad y acotar la participación del combustóleo, diésel, carbón y reducir la dependencia de gas natural. Sin embargo, considerando factores como el aumento de las reservas internacionales de gas natural y la reducción de sus precios, nuevamente se plantea una mayor utilización de tecnologías a base de este combustible.

Por otra parte, la creciente participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica, influirá de manera importante en el desarrollo del SEN, ya que será necesario adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo requeridos. En este sentido, las decisiones de inversión para estos proyectos dependen principalmente de los particulares.

### **Proyectos por particulares<sup>54</sup>**

Ante la aprobación de la Reforma Energética, se suscitaron cambios en la estructura de planeación del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que se sustituye el concepto de plantas de Autoabastecimiento y Cogeneración por Proyectos por particulares.

Estas plantas que buscan satisfacer cargas ubicadas en el mismo sitio de la central se agrupan en el concepto de proyectos por particulares local. A su vez, las que inyectan la energía a la red de transmisión del servicio público para proveer a otros centros de consumo, se consideran en el rubro de proyectos por particulares remoto. De esta forma, la composición del programa consideró lo siguiente:

- A 2017 considera aquellos proyectos, con alta probabilidad de realización. Para ese año se espera alcanzar una capacidad total de 12,344 MW (sin incluir las temporadas abiertas de Baja California, Tamaulipas y la segunda de Oaxaca).
- Adicional a la primera temporada abierta (TA), en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca, la CRE ha convocado tres nuevas temporadas abiertas: Baja California, Tamaulipas y una segunda en Oaxaca. Se estima que estas pudieran iniciar operaciones en 2017, las capacidades de estas son: 886 MW, 1,667 MW y 2,330 MW respectivamente. En esta última 1,185 MW corresponden a CFE.
- A partir de 2019 se prevén bloques de proyectos con base en renovables y se estima su desarrollo con apoyo en los estímulos que la reglamentación actual contempla para el aprovechamiento de energías renovables. De esta manera, entre 2019 y 2028 se agregarán 2,000 MW.

Los bloques de capacidad eoloeléctrica se instalarán principalmente en las regiones del Istmo de Tehuantepec, La Rumorosa en Baja California y Tamaulipas. La capacidad solar aprovechará los altos niveles de radiación solar en el noroeste del país, principalmente.

El desarrollo de proyectos de biomasa se asocia con esquemas de cogeneración particularmente en ingenios, donde es posible aprovechar las necesidades de vapor y electricidad. La instalación de minihidráulicas se prevé con mayor potencia en el sureste del país.

---

<sup>54</sup> Antes proyectos de autoabastecimiento y cogeneración. En este apartado no se incluye la totalidad de los proyectos que serán llevados a cabo por particulares, sino sólo aquellos que representan los permisos para autoabastecimiento local y remoto.

Con la incorporación de esta capacidad y la programada para el servicio público será posible alcanzar las metas de participación de fuentes renovables de energía y generación limpia al final del período. El cumplimiento de la meta requiere un esfuerzo conjunto de CFE y los inversionistas para lograr el objetivo.

Debido al interés de los particulares por participar en proyectos con tecnología eólica, la SENER solicitó a la CRE ejercer las acciones necesarias para conducir un procedimiento de TA, con el propósito de identificar las necesidades de infraestructura de transmisión y establecer los compromisos necesarios por parte de CFE o los particulares. Dicha infraestructura permitirá evacuar la energía producida por las centrales eólicas que se instalarán en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca.

La red de TA entró en operación en noviembre de 2010. La capacidad total de proyectos de generación que se conectarán a esta red asciende a 1,927 MW, de los cuales 1,491 MW serán de proyectos por particulares y 406 MW de PIE que venderán su energía a CFE. De esta última, 103 MW se encuentran asociadas a la Fase II del proyecto Sureste I y se conectarán a esta red. Existe la posibilidad de que el proyecto Sureste I Fase I también utilice esta red.

Además de la TA existente en la zona del Istmo, la CRE emitió en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de agosto de 2011, una convocatoria para la celebración de Temporadas Abiertas de Reserva de Capacidad de Transmisión y Transformación de Energía Eléctrica, por desarrollarse en diversos estados de la República (Oaxaca, Puebla, Tamaulipas y Baja California). Lo anterior a efecto de programar de manera concertada la ampliación o modificación de la infraestructura de transmisión y transformación del SEN, con el fin de reservar capacidad en la red eléctrica.

Para la elaboración de este ejercicio de planeación, la CRE solicitó a la CFE, hacer un diseño preliminar del reforzamiento necesario de la red de transmisión para satisfacer los requerimientos de estos proyectos. La metodología para asignar la capacidad de transmisión será del tipo subasta, una vez que la CRE de a conocer a los interesados los costos estimados de las diferentes alternativas de diseño analizadas por CFE para atender los requerimientos solicitados por los participantes.

*Las Temporadas Abiertas para Oaxaca, Tamaulipas y Baja California se asocian a proyectos eoloeléctricos, en tanto que la de Puebla a proyectos hidroeléctricos.*

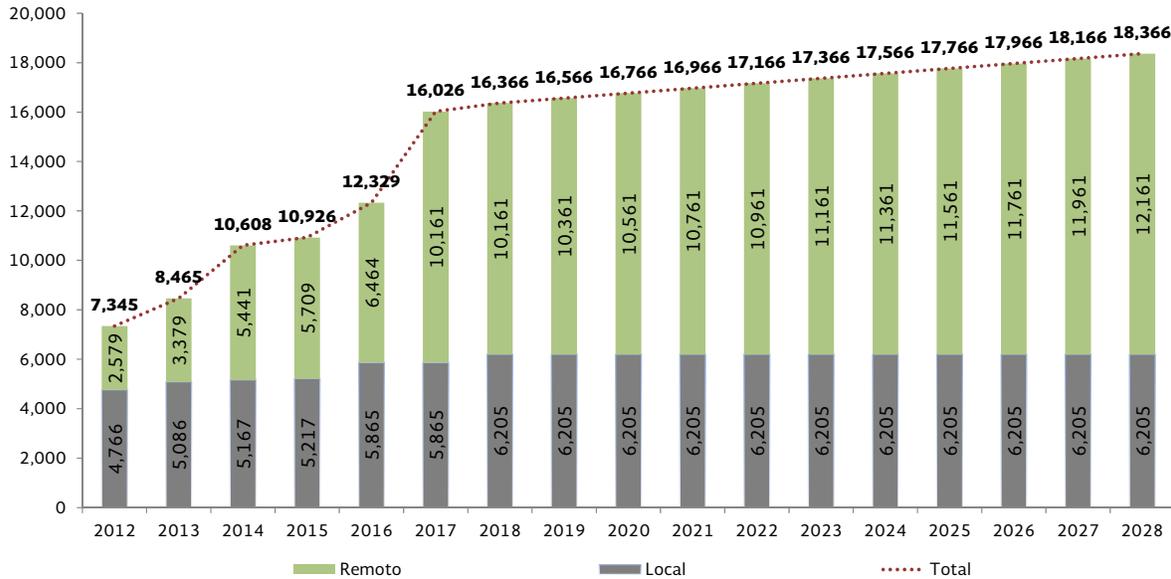
Para la segunda TA de Oaxaca, la CRE, con base a las solicitudes realizadas por parte de los participantes, estimó una capacidad de 2,330 MW de capacidad eoloeléctrica, en los cuales se incluyeron 1,200 MW de CFE. De esta capacidad CFE transfirió 15 MW para el proyecto de la SEDENA por lo que su capacidad es de 1,185 MW.

Para la TA de Tamaulipas, que se localiza en el corredor Reynosa-Matamoros, la CRE recibió cartas de intención para una capacidad de 1,667 MW. La capacidad total de la nueva red por construirse estará destinada a proyectos de generación eólica. En el caso de la TA de Baja California, ubicada en la zona de La Rumorosa, la capacidad total de la nueva red que se construya estará destinada a proyectos eólicos por 886 MW.

En el caso de los proyectos por particulares de tipo remoto, de 2013 a 2017 se adicionarán 7,792 MW, entre los cuales destaca el proyecto México Generadora de Energía en sus dos etapas con una capacidad total de 500 MW, y los proyectos eólicos incluidos en las Nuevas Temporadas Abiertas con 3,697 MW. En 2019 se incrementarán 2,000 MW de capacidad a partir de energías renovables, con lo cual la capacidad total previsible adicional de los proyectos vía remota con la información disponible será de 9,792 MW en 2028.

En la siguiente Figura se muestra la evolución de la capacidad de los proyectos por particulares.

FIGURA 4. 16. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PROYECTOS POR PARTICULARES<sup>55</sup>  
(MW)



Fuente: SENER, con información de CFE.

#### 4.6.2. Capacidad

A diciembre de 2012 la capacidad efectiva del servicio público (centrales legadas y externas legadas) era de 53,114 MW, de los cuales el ciclo combinado mantenía la mayor participación con 33.9% del total. Le seguían las centrales con tecnología termoeléctrica convencional con el 22.5% y en tercera posición las hidroeléctricas con 21.7%.

Se espera que para el 2028 esta mezcla tecnológica se modifique de tal manera que se incluya mayores proyectos por particulares que incentiven la generación eléctrica mediante energías limpias y renovables. Además, se busca reducir la dependencia hacia los combustibles fósiles por su alto impacto ambiental.

#### Retiros de capacidad de generación

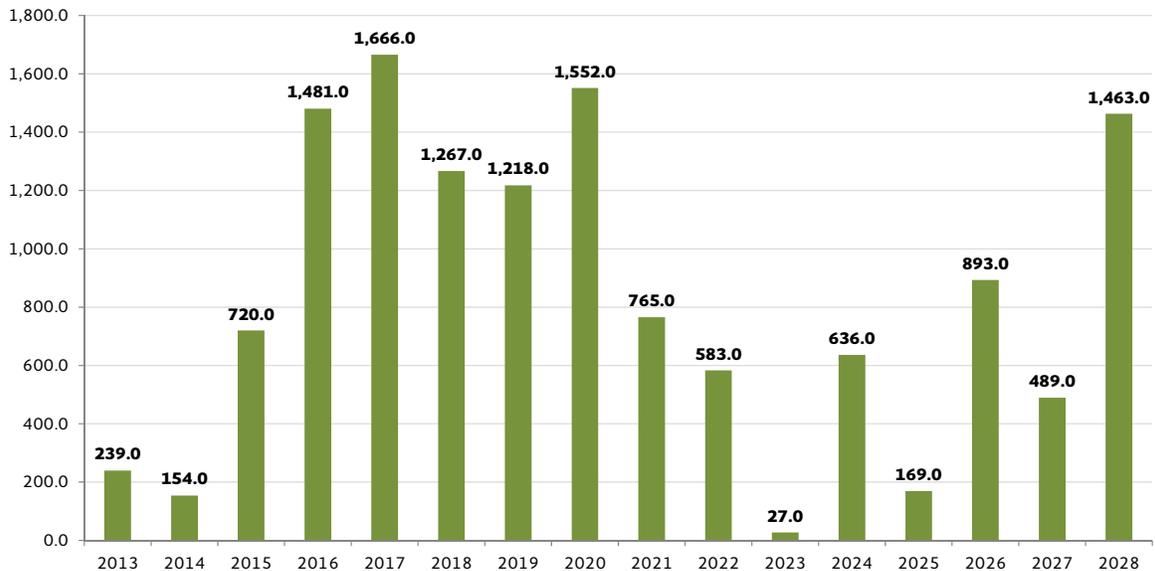
Al cierre de 2012, 19,457 MW de capacidad instalada tenían una antigüedad de 25 o más años en operación y 15,317 MW 30 años o más, lo que representa respectivamente 36.6% y 28.8% de la capacidad total. Para definir el desarrollo del sistema de generación, se tomó en cuenta un programa de retiros basado en el análisis de costos de operación y los años de servicio de las unidades generadoras. Las consideraciones para precisarlos se apoyan principalmente en razones operativas, económicas o por antigüedad; 30 años para las unidades termoeléctricas convencionales y turbogás.

Con base en la revisión del ritmo de crecimiento del consumo de electricidad, las condiciones actuales del parque de generación, los programas de mantenimiento, rehabilitación y modernización, los proyectos de repotenciación de algunas termoeléctricas convencionales y los costos de inversión para nuevas centrales generadoras, CFE –como una medida para incrementar la eficiencia de producción– continúa con un programa de retiros.

<sup>55</sup> Las cifras están redondeadas a números enteros por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

El análisis inicia con la verificación de cuáles unidades programadas para retiro el año anterior salieron de operación. Para aquellas que no se retiraron, se analizan los argumentos expuestos por las áreas operativas para reprogramar su salida. En 2012 la capacidad total retirada fue de 115.3 MW. Por razones operativas, se reprogramó un retiro de 226 MW para noviembre de 2015 en el área Oriental. En resumen, entre 2013 y 2028, se ha planeado retirar de operación 13,322 MW, superior en 1,507 MW al programa anterior. Véase siguiente Figura. La antigüedad media a la fecha de retiro es de 37.3 años y la eficiencia media de las unidades es de 32.0%.

**FIGURA 4. 17. PROGRAMA DE RETIROS DE UNIDADES GENERADORAS**  
(MW)



Fuente: SENER, con información de CFE.

Algunas unidades termoeléctricas convencionales que operan con base de combustóleo se convertirán en duales, lo que permitirá que puedan operar con gas natural algunos años antes de su fecha de retiro. Para lo anterior se realizaron estudios para determinar en cuáles centrales y unidades generadoras de este tipo se justificaba económicamente la conversión a combustión dual. Las unidades que se convertirán son:

- Puerto Libertad U1 a U4
- Topolobampo II U1 y U2
- Mazatlán II U3
- Río Bravo U3
- Manzanillo II U11 y U12
- Villa de Reyes U1 y U2
- Tula U1 a U5

El gas que se utilizará estará disponible años previos a su fecha de retiro, lo que permitirá aprovechar los beneficios en costos de producción por el diferencial entre los precios del gas natural y los de combustóleo. Un mayor detalle de los resultados se presenta más adelante.

### Proyectos de rehabilitación y modernización

La rehabilitación de centrales generadoras se orienta hacia aquellos equipos con un alto índice de fallas y tiene como fin mejorar o modernizar principalmente los sistemas de aislamiento, enfriamiento, control y protección. Los beneficios que se obtienen de una rehabilitación son: incremento en la confiabilidad del equipo, extensión de vida útil, recuperación de sus parámetros de diseño, y mejora en disponibilidad y eficiencia. En algunos casos se obtendrá aumentos de eficiencia cercanos a 17 puntos porcentuales.

Recientemente se concluyó el proyecto de RM de la central nucleoeléctrica Laguna Verde, unidades 1 y 2 que incrementaron su capacidad en 122.6 MW cada una. En la central termoeléctrica Poza Rica (unidades 1 a 3) está en proceso la conversión a ciclo combinado, a fin de obtener un aumento de 16.8% en su eficiencia. Adicionalmente se modernizará la CCC El Sauz paquete 1, con un incremento de 9.4% en eficiencia.

En los proyectos hidroeléctricos se desarrollan acciones de rehabilitación y modernización en la modalidad de recursos propios. Con éstas se recuperarán los índices de eficiencia y se incrementará la capacidad en algunas de ellas. Las centrales más relevantes en cuanto a incremento en capacidad son: Lerma (Tepuxtepec) con 30.1 MW y Patla que incrementará su capacidad en 18.1 MW.

Así, la capacidad total que se aumentará con el proceso de modernización y rehabilitación en centrales hidroeléctricas es de 97.1 MW. Como resultado de los incrementos en eficiencia y capacidad se tendrá una generación adicional de 590 GWh promedio anuales.

Como parte de las opciones para incrementar eficiencia y capacidad del parque de generación existente, CFE continúa analizando la posibilidad convertir unidades termoeléctricas con base en combustóleo a CC con base en gas, entre otras a:

- Río Bravo U3
- Francisco Villa U4 y U5
- Topolobampo II U1 y U2
- CT Tuxpan (algunas unidades)

Para este tipo de proyectos se analiza la factibilidad en función de las condiciones de operación de las unidades de vapor, determinadas por su antigüedad, así como la rentabilidad económica y financiera para cada caso. La factibilidad técnica deberá prever garantías para alcanzar la extensión de vida útil, eficiencia, disponibilidad y capacidad.

Durante los próximos quince años, los índices de disponibilidad media del parque térmico de CFE se incrementarán. Para 2013 dichos índices se estimaban en 87.8% mientras que, en los años posteriores, mejorará paulatinamente a valores del orden de 88.0%. Este incremento se logrará con acciones de rehabilitación y modernización de unidades (véase Figura 4.18).

FIGURA 4. 18. ESTIMACIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DEL PARQUE DE GENERACIÓN, SIN.  
(%)



Fuente: SENER con información de CFE.

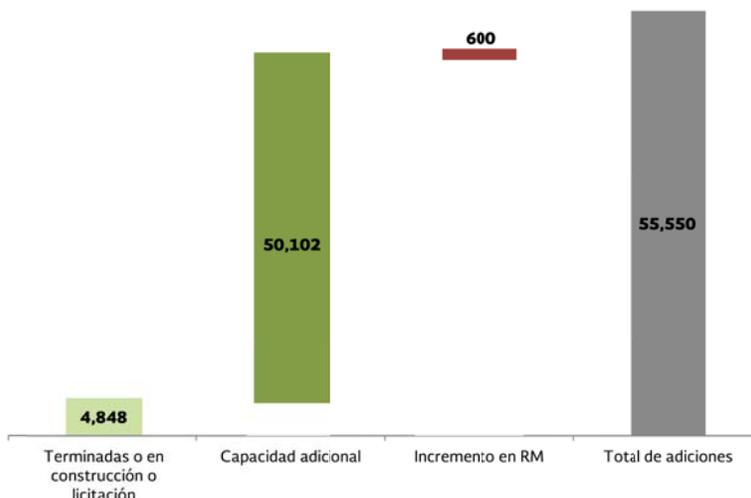
#### Adiciones de capacidad<sup>56</sup>

Los estudios plasmados en el Programa de Requerimientos de Capacidad (PRC) que elabora la SENER, en conjunto con la CFE, indican que, para satisfacer la demanda de energía eléctrica en los próximos 15 años, se requerirán 54,950 MW de capacidad adicional; 4,848 MW se encuentran terminados o en proceso de construcción o licitación y 50,102 MW corresponden a proyectos futuros.

Además, se incluyen los incrementos y modificaciones de capacidad resultantes de los trabajos de rehabilitación y modernización (RM), 600 MW en total: en el CC Sauz (5.6 MW), en la CT Altamira (16 MW); la central térmica José López Portillo (120 MW); Tula paquetes 1 y 2 (62.8 MW) y varias centrales hidroeléctricas que se describen en la sección de RM. Como resultado de la capacidad adicional programada más los incrementos debido a proyectos RM, el total de adiciones de capacidad en el período será de 55,550 MW, como se muestra en la siguiente Figura.

<sup>56</sup> El presente apartado no incluye la demanda asociada a los proyectos que se incluían dentro del concepto de autoabastecimiento.

**FIGURA 4. 19. ADICIONES DE CAPACIDAD 2013-2028**  
(MW)



Fuente: SENER con información de CFE.

La capacidad adicional requerida para los próximos quince años se puede obtener combinando de diversas maneras las tecnologías disponibles. La mezcla óptima es la que permite satisfacer la demanda prevista a costo global mínimo, con un nivel de confiabilidad adecuado y cumpliendo con los lineamientos de política energética nacional y la normatividad ambiental.

Tomando como base los escenarios de precios de los combustibles definidos por la SENER, los costos de inversión para las diversas tecnologías de generación disponibles y la normativa para generar energía eléctrica con gas natural en zonas ambientalmente críticas, se determinó un plan de expansión del sistema de generación (véase cuadro 4.3).

**CUADRO 4. 3. CAPACIDAD ADICIONAL POR TECNOLOGÍA EN 2013-2028<sup>57</sup>**  
(MW)

Tecnología	Terminados, construcción o licitación	Por licitar	Licitación futura	Total (MW)
Ciclo combinado	3,182	6,035	21,717	30,934
Hidroeléctrica	750	480	2,314	3,544
Geotermoelectrónica	134	2	216	351
Turbogás	521	86	527	1,134
Combustión interna	110	58	11	178
Eoloelectrónica	103	1,688	2,800	4,591
Solar	49	4	1,390	1,443
Nueva generación limpia <sup>1/</sup>	0	0	12,775	12,775
<b>Subtotal</b>	<b>4,848</b>	<b>8,352</b>	<b>41,750</b>	<b>54,950</b>
Incremento en RM <sup>2/</sup>	600			600
<b>Total <sup>3/</sup></b>	<b>5,448</b>	<b>8,352</b>	<b>41,750</b>	<b>55,550</b>

Fuente: SENER con información de CFE

<sup>57</sup> Resultados de estudios de planificación. No incluye proyectos por particulares local ni remoto; 1/Nueva generación limpia (NGL): Nuclear, Carboeléctrica o Ciclo combinado con captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, o Renovable; 2/Incluye incrementos por RM y modificaciones de capacidad (600 MW); 3/Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

En la definición del plan de expansión, se considera en particular la disponibilidad de gas natural (GN) en las diferentes regiones del país, de acuerdo con la infraestructura actual de la red de transporte de GN y los puntos de suministro. Para reforzar el sistema de suministro y transporte de gas natural, se ha concluido la instalación de la terminal de regasificación de gas natural en Manzanillo –TRGNL–, y están en desarrollo los nuevos gasoductos: corredor Chihuahua; Corredor Noroeste; Tamazunchale –El Sauz; y Morelos.

En el Noroeste del país, la falta de infraestructura de transporte de gas natural en Sonora y Sinaloa, así como la limitada capacidad para la recepción de carbón en los puertos de Guaymas y Topolobampo, han impedido el desarrollo de centrales generadoras de mayor eficiencia y menores costos de producción. El programa de expansión para el área de Noroeste, incorporó el desarrollo de ciclos combinados en Topolobampo, Guaymas y Mazatlán. Asociado a este programa, se podrán retirar algunas unidades termoeléctricas antiguas con base en combustóleo. Con lo anterior, se reducirán de manera considerable los costos de producción y el impacto al ambiente en esta región del país.

Asimismo, con el fin de reducir costos de producción y asegurar el suministro de gas natural, CFE ha emprendido el desarrollo de redes de transporte de gas natural en otras regiones del país. Con esto se está iniciando un programa de conversión de centrales termoeléctricas que actualmente utilizan combustóleo, a centrales duales con la posibilidad de utilizar gas natural.

Por otro lado, como parte de esa estrategia, PEMEX reforzará el sistema troncal de transporte de gas del norte al centro y en el sureste del país, con lo que se incrementará la disponibilidad de gas natural y su red de transporte. La mayor disponibilidad de gas en regiones donde ya se disponía de este energético y la introducción en regiones donde no se contaba con él, marca un cambio importante en la participación de este energético en el desarrollo de la infraestructura de generación con base en este combustible.

En el programa de expansión que se presenta, se estima para 2028 una participación en la capacidad del sistema eléctrico de 50% de tecnologías con base en gas natural. Por otro lado, proyectos definidos como Nueva Generación Limpia (NGL), podrían satisfacerse con nucleoeeléctricas, carboeléctricas o ciclos combinados con captura y secuestro de CO<sub>2</sub> o fuentes de energías renovables.

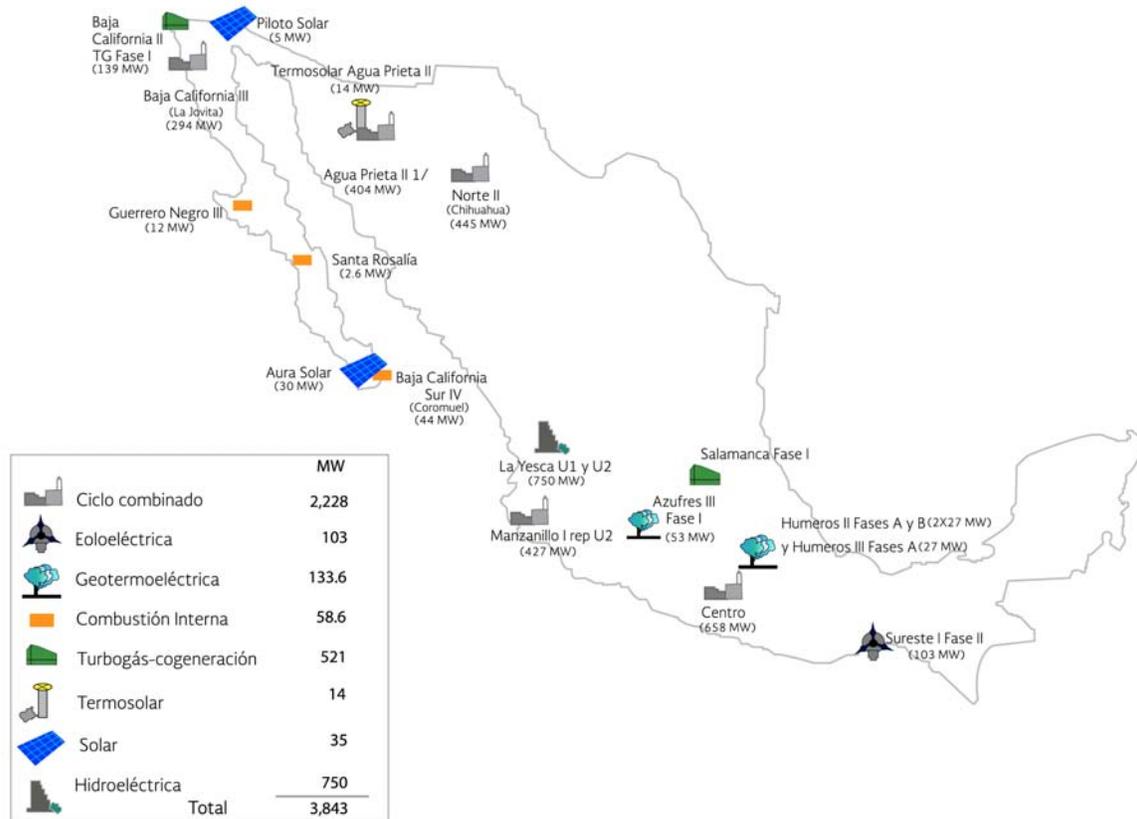
Dentro de las capacidades en construcción o licitación se encuentra en el área Noroeste el proyecto de CC Agua Prieta II, el cual incluye la adición de la central termosolar Agua Prieta II con 14 MW. En el área Norte entró en operación el CC Norte III (Juárez) que se encuentra en proceso de licitación.

En el área central se tiene en proceso de construcción la central de CC Centro, con capacidad de 658 MW. En el área Oriental entraron en operación los proyectos geotermoeléctricos de Humeros Fases A y B con 54 MW en total, bajo el esquema de obra pública financiada. En proceso de construcción está el proyecto eólico Sureste I Fase II, con capacidad de 103 MW. El proyecto Los Humeros III Fase A, se encuentra en proceso de construcción con fecha de operación en abril de 2016.

En el área Occidental, concluyó la construcción de la repotenciación de las unidades 1 y 2 de la central Manzanillo I, con una capacidad conjunta de 1,454 MW. La central hidroeléctrica La Yesca con 750 MW se encuentra en período de pruebas. El proyecto de cogeneración de Salamanca Fase I, que proveerá vapor a los procesos de la refinería de PEMEX en Salamanca y generará electricidad para el sistema eléctrico se encuentra en proceso de construcción.

En el área Baja California, la central Baja California II TG Fase I de 139 MW, se encuentra en proceso de pruebas para su operación comercial. El CC Baja California III en la Jovita, Ensenada, BC se encuentra en construcción, con capacidad de 294 MW. En la zona Mexicali, BC, entró en operación la central solar fotovoltaica de 5 MW. En Baja California Sur entrará en operación la central de combustión interna Baja California Sur IV, con capacidad bruta de 44 MW. En el sistema aislado de Guerrero Negro entró en operación la central Guerrero Negro III con 12 MW de capacidad (véase Figura 4.20).

**FIGURA 4. 20. CENTRALES TERMINADAS O EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN LEGADAS Y LEGADAS EXTERNAS<sup>58</sup>**  
(MW)



Fuente: CFE.

En lo referente a la capacidad futura que se licitará en función de su fecha programada de entrada en operación, se considera la ubicación más conveniente para el SEN de las adiciones de capacidad. Sin embargo, se ofrece a los inversionistas la libertad de proponer una diferente, aun cuando esto involucre transmisión adicional –para llegar al punto de interconexión preferente y a los de interconexión alternativos, especificados por CFE en las bases de licitación–.

Con lo anterior, se da apertura a otras opciones para aprovechar la energía eléctrica cuyo costo total de largo plazo sea el menor, con la calidad y confiabilidad que se requiere. En cuanto a la tecnología de generación, también existe libertad para la selección.

Del total de capacidad adicional esperado para el período 2014-2022 en el mercado eléctrico, alrededor de 24.0% serán centrales que usen fuentes no fósiles, mientras que el 76.0% restante lo harán con combustibles fósiles. De estas últimas, el ciclo combinado representa el 72.0% de la capacidad total adicional en el período mencionado.

Para el siguiente período, 2023-2028 se tiene considera un requerimiento de capacidad adicional de 26,955 MW, de los cuales el 47.0% se espera sean de Nueva Generación Limpia, seguido del Ciclo Combinado con el 40.0% y en última posición Combustión Interna con tan sólo 11 MW.

<sup>58</sup> 1/ Agua Prieta II (operación de una TG en ciclo abierto 134 MW), en Julio de 2014. Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

### Evolución de la capacidad

Cada año, como parte del proceso de planificación se revisan de manera sistemática las fechas de operación programadas para los proyectos de generación. Lo anterior, basado en los cambios de las expectativas económicas del país, las cuales inciden directamente en la estimación de la demanda de electricidad. Adicionalmente algunos proyectos sufren demora por causas diversas durante el proceso constructivo.

### Mercado eléctrico<sup>59</sup>

En el año 2012 se contaba con una capacidad de 53,114 MW, considerando todas las adiciones, incrementos, modificación y retiros acumulados, se espera que en el 2028 la capacidad sea de 95,342 MW (véase Cuadro 4.4 y Figura 4.21)

**CUADRO 4. 4. EVOLUCIÓN ESPERADA DE LA CAPACIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO<sup>60</sup>**  
(MW)

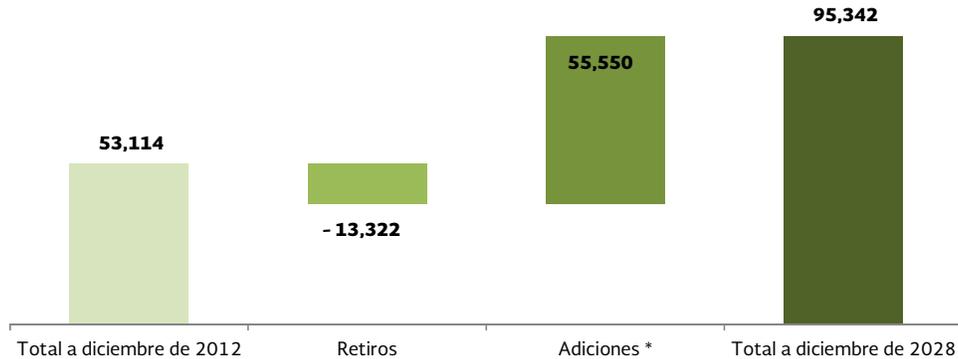
Año	Adiciones acumuladas	Incrementos y modificaciones en RM acumulados*	Retiros acumulados	Capacidad a diciembre de cada año
2012				<b>53,114</b>
2013	1,908	166	239	<b>54,949</b>
2014	2,670	325	393	<b>55,717</b>
2015	3,673	440	1,113	<b>56,114</b>
2016	5,597	495	2,594	<b>56,612</b>
2017	10,468	570	4,260	<b>59,893</b>
2018	14,041	600	5,527	<b>62,228</b>
2019	17,108	600	6,745	<b>64,077</b>
2020	20,912	600	8,297	<b>66,329</b>
2021	24,822	600	9,063	<b>69,474</b>
2022	27,995	600	9,645	<b>72,064</b>
2023	31,920	600	9,673	<b>75,962</b>
2024	36,134	600	10,309	<b>79,539</b>
2025	40,957	600	10,477	<b>84,194</b>
2026	45,518	600	11,370	<b>87,863</b>
2027	49,480	600	11,859	<b>91,335</b>
2028	54,950	600	13,322	<b>95,342</b>

Fuente: SENER con información de CFE.

<sup>59</sup> No se incluyen los proyectos que se consideraban de autoabastecimiento.

<sup>60</sup> No incluye Proyectos por particulares local ni remoto; Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente.

**FIGURA 4. 21. EVOLUCION DE LA CAPACIDAD**  
(MW)



\* Incluyen incrementos por RM y modificaciones de capacidad (600 MW)  
Fuente: SENER con información de CFE.

### Retrasos de proyectos de generación

El aumento en los tiempo de gestión para permisos de uso de suelo y ambientales, las consultas a las comunidades indígenas, los condicionamientos para la autorización de inversión, retrasos en la construcción, problemas sociales o problemas con autoridades municipales y propietarios de predios, son algunos de los motivos por los cuales se han presentado retrasos en los proyectos de infraestructura en los últimos años.

Un ejemplo de esto se dio en el sistema de Baja California, donde el proyecto de la central Baja California III (La Jovita) se había venido posponiendo debido a la negativa de las autoridades municipales para otorgar los permisos de uso de suelo correspondiente, problemas en las negociaciones para el camino de acceso y con la propiedad del terreno.

En el proyecto de generación de Salamanca Fase I, registra avances importantes en la construcción de las unidades turbogás, no obstante, indefiniciones en el proyecto asociadas a la refinera, han causado importantes retrasos en el desarrollo del proyecto en su conjunto.

### Repotenciones

En 2013 concluyeron las repotenciones para las unidades 1 y 2 de la CT Manzanillo I. La capacidad total resultante es de 727 MW en cada una, con una eficiencia bruta superior a 50.0%. Adicionalmente se analiza la conveniencia de repotenciar las unidades 1 y 2 de la termoeléctrica Villa de Reyes en San Luis Potosí, así como las 4 y 5 de la termoeléctrica Francisco Villa en Chihuahua. La experiencia que se tenga en la CT Manzanillo I, será fundamental para las repotenciones programadas posteriormente y para otras que, sin estar aún en programa, podrían llevarse a cabo en algunas centrales termoeléctricas del parque existente.

Por lo anterior, y con base en los avances tecnológicos, en la evolución de costos y en los requerimientos de transmisión asociados a la segunda fase, se está analizando la conveniencia de que la capacidad adicional requerida para Manzanillo II se proporcione mediante ciclos combinados nuevos, con lo que se podrían reducir riesgos inherentes en repotenciones, tales como extensión de vida útil, eficiencia y capacidad. La decisión dependerá de que los beneficios económicos logrados al repotenciar sean significativos, en comparación con los obtenidos en ciclos combinados nuevos.

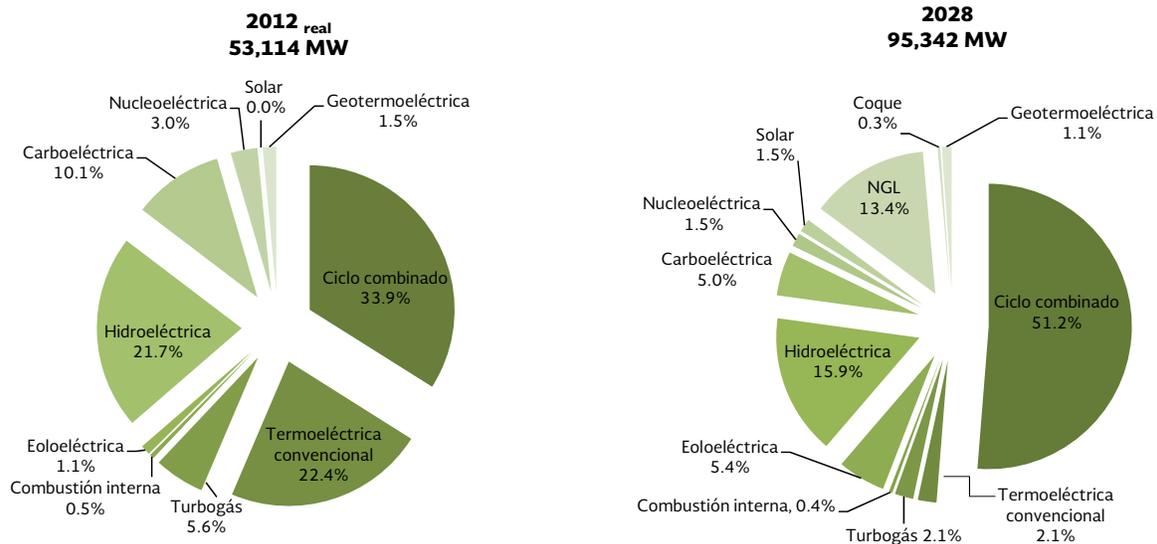
Dentro de las nuevas tecnologías de generación, los proyectos asociados a las centrales eolieléctricas son de gran interés para el desarrollo de los privados con miras a la exportación a los Estados Unidos de América. De ahí que a partir de 2021, se han programado proyectos de 200 MW cada uno en las regiones del país donde existe potencial para su desarrollo, uno por año al 2028.

Para el mediano y largo plazo, se considera que la mezcla de tecnología incluya adiciones de capacidad con nuevas tecnologías de generación limpia: nuclear, fuentes renovables o importación de capacidad. Una opción sería la inclusión de tres plantas carboeléctricas supercríticas de 700 MW cada una. Adicionalmente, cinco de 1,400 MW cada una; dos en el Noroeste, una en el área Oriental y dos en el área Occidental.

Por otra parte, existe interés en desarrollar proyectos de generación con tecnología solar. A finales de 2013 las solicitudes para analizar la prefactibilidad de interconectar tales proyectos a la red de servicio público rebasan los 10,000 MW de capacidad.

En la Figura 4.22 se muestra la participación de las tecnologías en el total de la capacidad efectiva en 2012 y 2028.

**FIGURA 4. 22. PARTICIPACION DE TECNOLOGÍAS EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN (MW)**



Fuente: SENER con información de CFE.

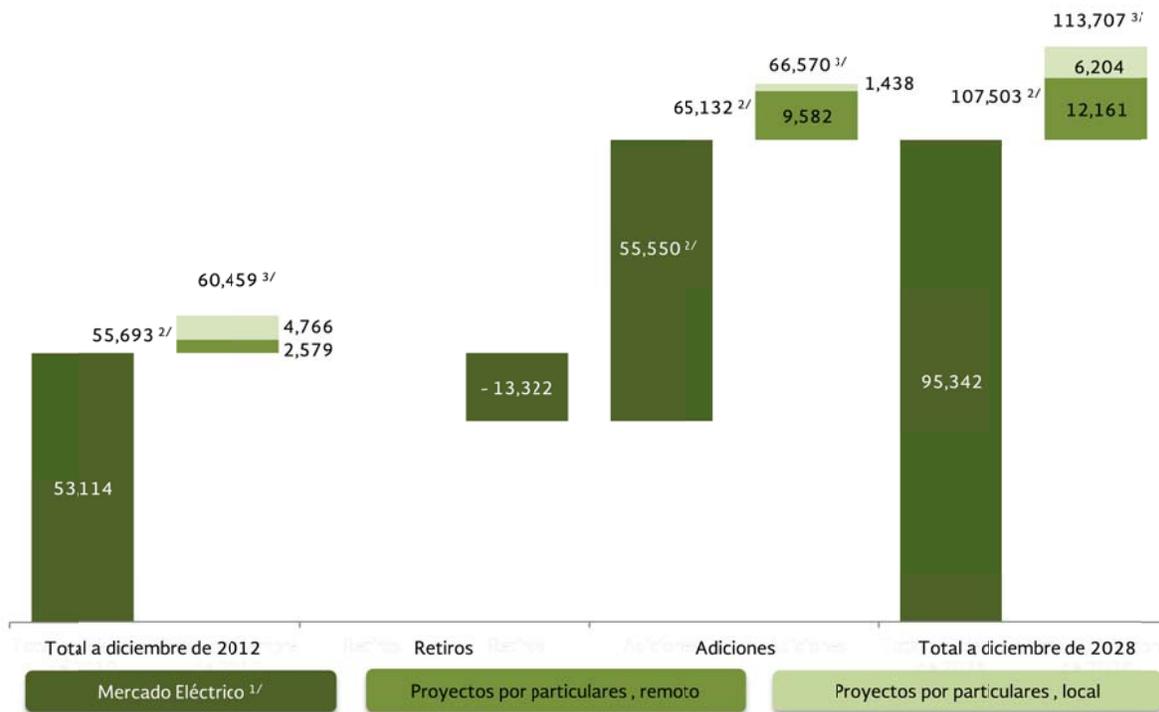
Las tecnologías con base en gas natural predominarán dentro de la mezcla tecnológica, alcanzando una participación de 53.3%, respecto a la capacidad total; las tecnologías que emplean combustóleo, coque y diésel reducirán su participación a 2.8%, de la misma manera el carbón disminuirá a 5.0% y la tecnología nuclear al 1.5%. Las fuentes renovables tendrán una participación de 23.9% al final del período del ejercicio de proyección.

### Sector Eléctrico

En la siguiente Figura se muestra la evolución de la expansión del sistema y del sector eléctrico. Se presentan los montos de capacidad del mercado eléctrico y los proyectos por particulares de tipo remoto, lo cual constituye la capacidad que se controla en el sistema eléctrico. Así, se adicionarán 55,550 MW y se retirarán 13,322 MW, y los proyectos por particulares de tipo remoto agregarán 9,582 MW. Con ello, el sistema eléctrico contará con una capacidad de 107,503 MW al final del período.

Las adiciones de capacidad totales de los proyectos por particulares –remoto más local– serán de 11,020 MW, con lo que el sector eléctrico tendrá en 2028 una capacidad de 113,708 MW.

**FIGURA 4. 23 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO, SISTEMA Y SECTOR ELÉCTRICO<sup>61</sup>**  
(MW)



Fuente: SENER con información de CFE.

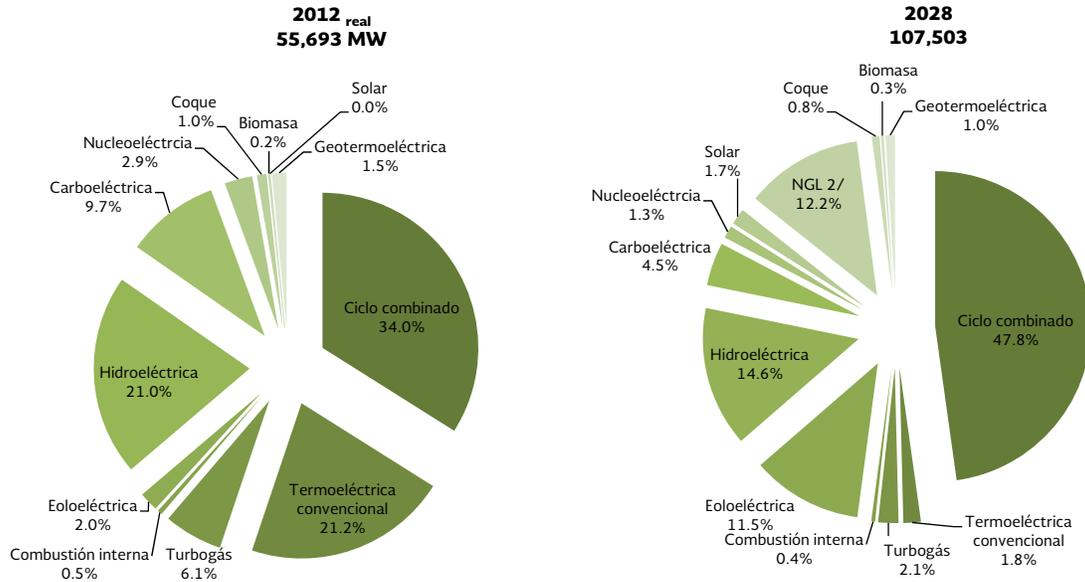
En la Figura 4.24 se muestra la participación de las tecnologías en el total de la capacidad efectiva en 2012 y 2028 para el sistema eléctrico.

Se observa que para el final del período, la participación de tecnologías con base en gas natural será de 49.9% respecto a la capacidad total del sistema eléctrico; las fuentes renovables alcanzarán una participación de 29.1%; las que operan con base en combustóleo, coque y diésel reducirán su participación a 3.0%; y el carbón disminuirá su participación a 4.5%.

<sup>61</sup> Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente;

<sup>1/</sup>Incluyen incrementos por RM y modificaciones de capacidad (600 MW); <sup>2/</sup> Sistema eléctrico; <sup>3/</sup> Sector eléctrico.

**FIGURA 4.24 PARTICIPACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN, SISTEMA ELÉCTRICO (MW)**

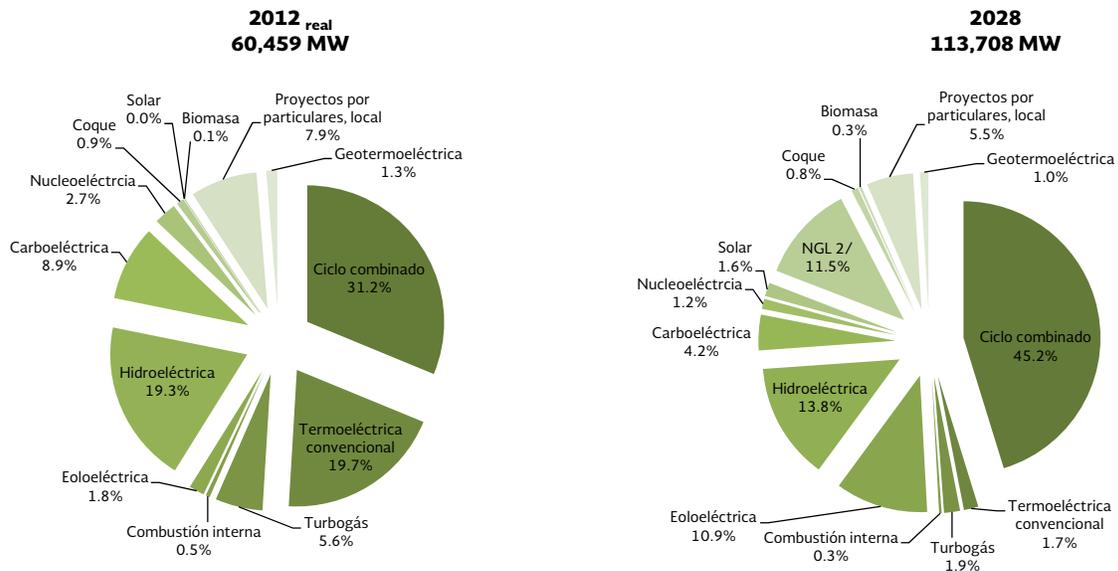


Fuente: SENER con información de CFE.

Para la participación de las tecnologías en el total de la capacidad efectiva en 2012 y 2028 para el sector eléctrico, al final del período la participación de tecnologías con base en gas natural será de 47.1%; las fuentes renovables alcanzarán una participación de 27.6%; las que operan con base en combustóleo, coque y diésel se reducirán a 2.8% y el carbón disminuirá su participación a 4.2%.

La nueva generación limpia participará con 11.5%. De esta manera la capacidad de generación limpia, incluyendo la nuclear, será de 40.3% del total de la capacidad del sector eléctrico (véase Figura 4.25).

**FIGURA 4. 25 PARTICIPACION DE TECNOLOGÍAS EN LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN, SECTOR ELÉCTRICO (MW)**



Fuente: SENER con información de CFE.

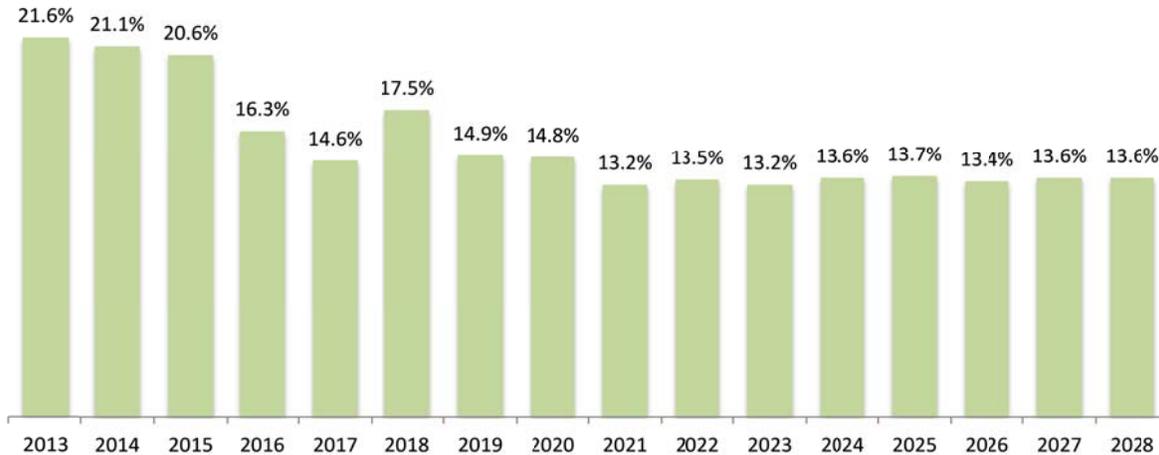
#### 4.6.3. Margen de reserva (MR)

En la revisión anual del programa, se realizan ajustes a los requerimientos de capacidad en función de los nuevos escenarios del mercado eléctrico, lo que resulta en un ajuste gradual de las adiciones de capacidad. El ajuste del MR es una meta móvil ya que la decisión de realizar los proyectos toma entre 4 y 5 años antes de su entrada en operación. El MR es el resultado de la evolución de variables estocásticas, tanto en la demanda como de la oferta.

En el corto plazo no es posible ajustar el MR al valor deseado por no ser conveniente posponer proyectos que ya están en construcción o por compromisos ya establecidos para adquisición de combustible, como es el caso del plan integral de Manzanillo.

La disminución del MR del 2013 al 2017 resulta de los retrasos y diferimientos de centrales generadoras efectuados en los ciclos de planificación de años anteriores y el actual. Para ajustar los niveles de margen de reserva, se han reprogramado proyectos que aún no están en proceso de construcción o licitación, y cuyo diferimientos no ocasionarían un déficit de capacidad regional, o bien cuya entrada en operación no esté obligada por contratos de compra de combustible (véase Figura 4.26).

**FIGURA 4.26. MARGEN DE RESERVA, SIN<sup>62</sup>**  
(%)



Fuente: SENER con información de CRFE

También se puede observar que el MR, como resultado del proceso de planificación, se estabiliza en los últimos años del horizonte de planeación en alrededor de 13%. En el 2018 el MR aumenta debido a que entrarán en operación centrales programadas para años anteriores y que por diferentes razones se ha retrasado.

El beneficio de contar con un margen de reserva adecuado es el de la seguridad de abasto eléctrico ante situaciones no previstas, tales como restricciones en el suministro de algún tipo de combustible, como se presentó en 2007 y durante 2012, en el centro, occidente y península de Yucatán, con el gas natural, entre otros.

Para el MR de los sistemas de Baja California y Baja California Sur, la evolución de la capacidad considera el plan de expansión incluido en el Programa de Requerimiento de Capacidad y los criterios establecidos para la planificación de estos sistemas. Véase Cuadro 4.5 y 4.6.

En 2013 se tiene programada la entrada de Baja California II TG Fase I (139 MW) y Baja California III (294 MW); en 2014 el proyecto Baja California II (276 MW) y en 2015 Rumorosa I, II y III (300 MW). A partir de 2018 se considera la interconexión al SIN.

Para Baja California, en 2010 la demanda máxima fue 2,229 MW, en 2011 de 2,237 MW y en 2012 de 2,302 MW. A pesar del bajo crecimiento de la demanda en Baja California, se tienen problemas de capacidad de generación, debido a los siguientes factores:

- La disponibilidad en la central geotermoeléctricas de Cerro Prieto se ha reducido a 412 MW, por la declinación en la producción de vapor en el campo geotérmico,
- La posposición de la adjudicación del CC Baja California III (La Jovita).
- Por lo anterior, en el corto plazo, para atender el criterio de reserva en esta área, se cuenta con autorización para comprar capacidad a proyectos por particulares de exportación instalados en el área, hasta por 276 MW.

<sup>62</sup> Valores mínimos de verano.

**CUADRO 4.5. MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA**  
(%)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Capacidad instalada (MW)	2,292	2,419	2,388	2,381	3,005	2,945	2,950	3,179	3,179	3,189	3,743	3,743	3,743	4,158	4,218	4,218
Compra de capacidad a exportadores <sup>1/</sup>	250		276	276												
Interconexión al SIN (MW) <sup>2/</sup>						77	170	43	185	300		70	242	5	128	300
Importación de EUA (MW)	16	240	82	177						17						19
Capacidad total (MW) <sup>3/</sup>	2,558	2,659	2,746	2,834	3,005	3,022	3,120	3,222	3,364	3,506	3,743	3,813	3,985	4,163	4,346	4,537
Demanda (MW) <sup>4/</sup>	2,225	2,312	2,389	2,464	2,544	2,628	2,713	2,801	2,924	3,048	3,181	3,316	3,465	3,620	3,779	3,945
Reserva de capacidad (MW)	333	346	357	369	461	394	406	420	439	457	562	497	520	543	567	592
Margen de reserva (%) <sup>5/</sup>	15	15	15	15	18	15	15	15	15	15	18	15	15	15	15	15

<sup>1/</sup> A partir de 2013, se considera compra de capacidad a exportadores instalados en Baja California

<sup>2/</sup> A partir de 2018 se interconectará al SIN mediante un enlace de transmisión de 300 MW de capacidad

<sup>3/</sup> Considera importación de energía en periodos de verano para los años que se indican, así como degradaciones estacionales

<sup>4/</sup> No incluye exportación, la demanda de 2013 corresponde a la real

<sup>5/</sup> Criterio de reserva: 15% de la demanda máxima

Fuente: SENER con información de CFE

Para atender el crecimiento de la demanda en el sistema Baja California Sur, se requerirán aproximadamente 843 MW de capacidad adicional para cumplir con los criterios de reserva y reemplazar unidades antiguas con altos costos de operación.

**CUADRO 4.6 MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA SUR**  
(%)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Capacidad total (MW) <sup>1/</sup>	490	552	570	613	613	690	828	828	795	889	1,026	1,026	1,125	1,209	1,209	1,333
Demanda (MW) <sup>2/</sup>	403	428	449	474	502	530	561	596	635	678	724	774	828	884	944	1,009
Margen de reserva requerida (MW) <sup>3/</sup>	86	86	86	86	86	160	160	160	160	160	254	254	254	260	260	260
Reserva de capacidad resultante (MW)	87	124	121	139	111	160	268	233	160	211	302	252	297	325	265	324

<sup>1/</sup> Considera degradación de capacidad

<sup>2/</sup> La demanda de 2013 corresponde a la real

<sup>3/</sup> Criterio de reserva: la más restrictiva de capacidad total de las dos unidades mayores ó 15% de la demanda máxima

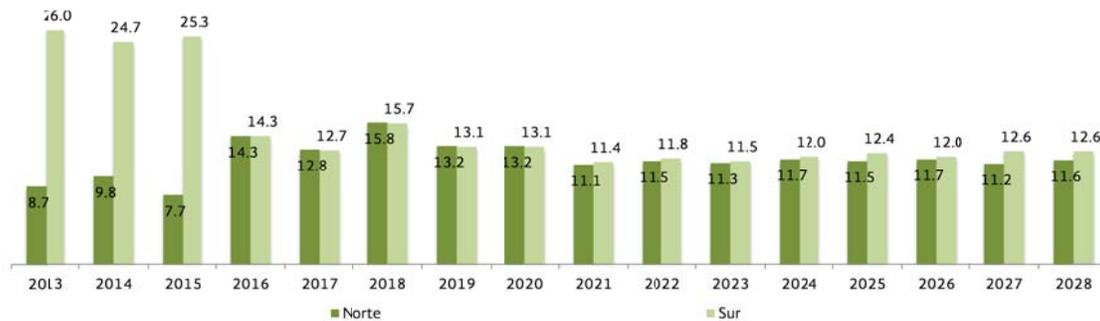
Fuente: SENER con información de CFE

### Margen de reserva regional

Alcanzar un nivel aceptable del MR en todas las regiones del sistema es un objetivo vital en la planificación puesto que, para equiparar los márgenes en cada una de las regiones, se requiere la instalación de capacidad de generación local para cumplir criterios técnicos y económicos, así como de refuerzos de transmisión que incrementen los límites de transferencia entre regiones.

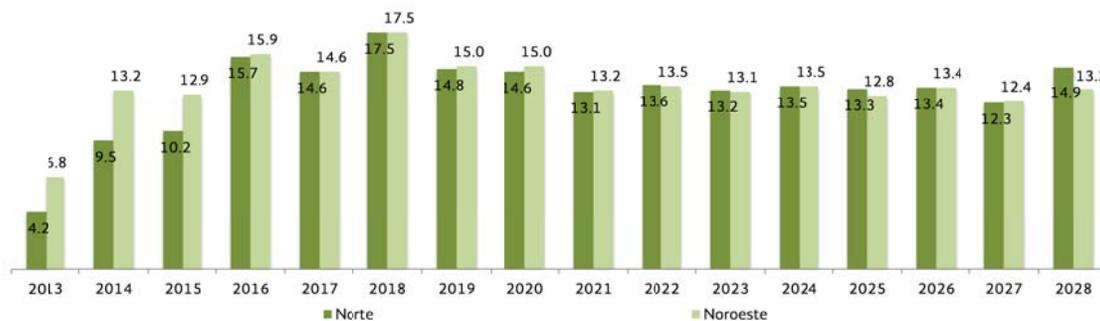
La atención de la demanda se logra combinando los recursos locales de generación y la disponible en otras regiones del sistema, vía la red de transmisión. El límite de transmisión es el valor máximo de potencia eléctrica que puede intercambiarse entre una o más regiones, preservando la seguridad en la operación del sistema eléctrico en su conjunto, considerando la ocurrencia de falla en algún elemento de transmisión o generación.

La Figura 4.27 muestra, para la condición de demanda máxima del SIN, los MR del Interconectado Norte (IN), formado por las áreas Noroeste, Norte y Noreste y el Interconectado Sur (IS), que incluye las áreas Occidental, Central, Oriental y Peninsular.

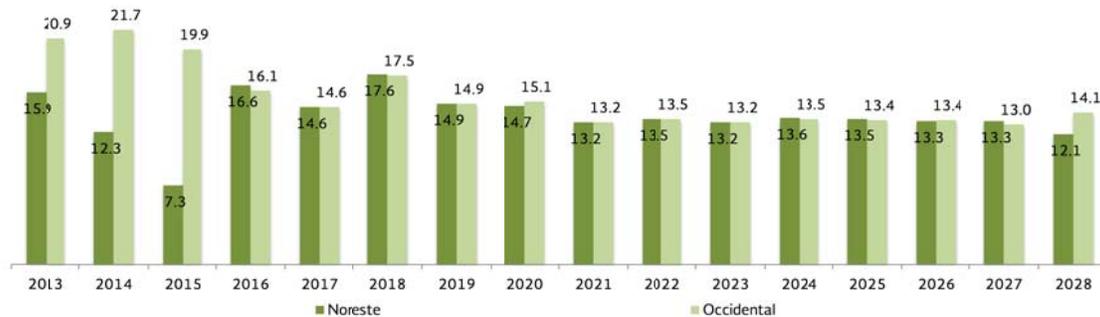
FIGURA 4.27 MARGEN DE RESERVA REGIONAL, SISTEMAS INTERCONECTADOS NORTE Y SUR<sup>63</sup>

Nota: Incluye capacidad interrumpible, e interconexiones  
Fuente: SENER con información de CFE.

Para esta condición de demanda, se observa que, en el corto plazo, el MR en el IN es menor al del IS, lo cual se debe a las restricciones de transmisión existentes entre dichos sistemas y al retraso de algunos proyectos de generación en las áreas del norte. A partir de 2016, con la incorporación de nuevas centrales en las áreas Noroeste y Norte, así como los refuerzos en transmisión entre las regiones Huasteca y Monterrey, el MR del IN se nivelará con el resto del sistema.

FIGURA 4.28 MARGEN DE RESERVA REGIONAL, ÁREAS NORTE Y NOROESTE<sup>64</sup>

Nota: Incluye capacidad interrumpible, e interconexiones  
Fuente: SENER con información de CFE.

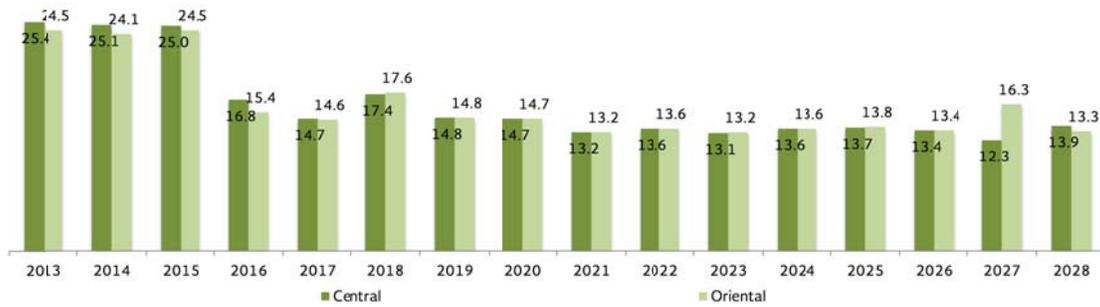
FIGURA 4.29 MARGEN DE RESERVA REGIONAL, ÁREAS NORESTE Y OCCIDENTAL<sup>65</sup>

Nota: Incluye capacidad interrumpible, e interconexiones  
Fuente: SENER con información de CFE.

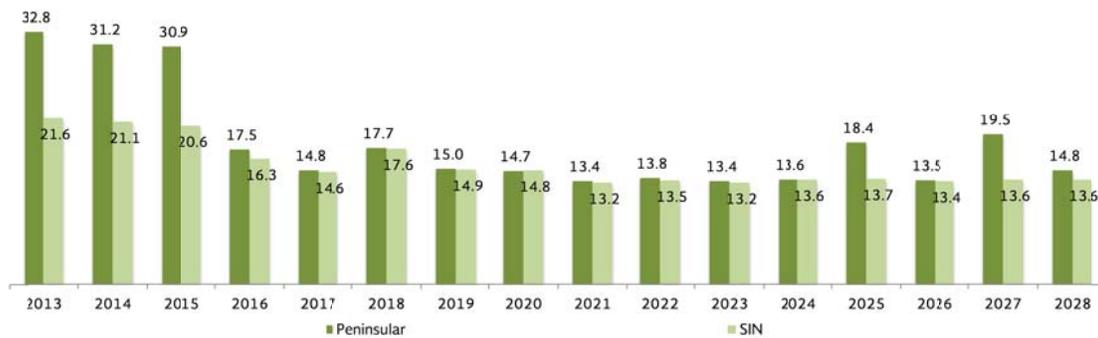
<sup>63</sup> Demanda máxima del SIN.

<sup>64</sup> Ídem.

<sup>65</sup> Ídem.

FIGURA 4.30 MARGEN DE RESERVA REGIONAL, ÁREAS CENTRAL Y ORIENTAL<sup>66</sup>

Nota: Incluye capacidad interrumpible, e interconexiones  
Fuente: SENER con información de CFE.

FIGURA 4.31 MARGEN DE RESERVA REGIONAL, ÁREA PENINSULAR Y SIN<sup>67</sup>

Nota: Incluye capacidad interrumpible, e interconexiones  
Fuente: SENER con información de CFE.

*Un plan de expansión con mayor grado de diversificación, aún con un mayor costo, permitiría la exposición al riesgo.*

<sup>66</sup> Ídem.

<sup>67</sup> Ídem.

#### 4.6.4. Generación

En los últimos años el crecimiento de la capacidad de generación del SEN se ha mantenido fuertemente dependiente de los hidrocarburos como la base principal del sistema. Siendo la mayor parte de las centrales del tipo térmico cuya fuente es algún hidrocarburo, ya sea combustóleo o gas natural. Pero la volatilidad en los precios en los combustibles, la incertidumbre en la evolución y costos de las tecnologías para generación de electricidad y el impacto ambiental, motivan el que deba existir una mayor diversificación que reduzca los riesgos que conllevan estas variables.

Las ventajas de una estrategia de diversificación son una mayor protección contra la volatilidad de los precios de los energéticos primarios, menor dependencia de un proveedor único de combustibles y reducción de la contaminación atmosférica mediante el uso de fuentes de energía renovable y generación limpia.

Para el ejercicio de planificación de esta prospectiva, se ha considerado lo siguiente:

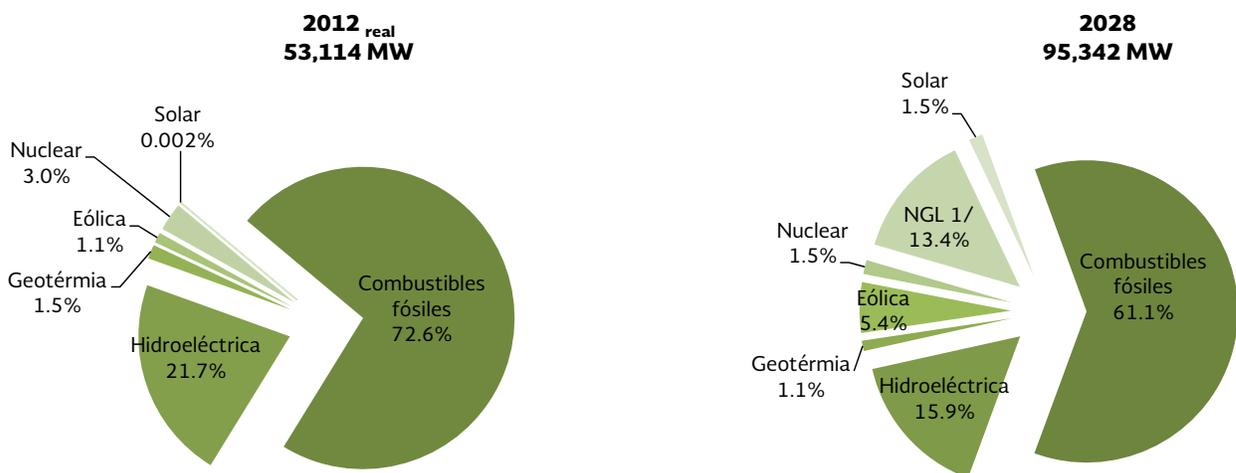
- Precios nivelados de 6.0 y 6.2 dólares /MBtu para el gas nacional e importado respectivamente.
- 12.3 dólares/MBtu para combustóleo doméstico y 13.8 dólares/MBtu para el importado,
- 4 dólares/MBtu para el carbón nacional y 5.3 dólares/MBtu para el importado.

En este escenario y con los costos actuales de inversión de las tecnologías de generación, la expansión de menor costo en el mediano y largo plazos se logra mediante una participación mayoritaria de proyectos basados en tecnologías de ciclo combinado.

#### Diversificación de las fuentes de generación

Para el mercado eléctrico, el uso de combustibles fósiles en la capacidad instalada de generación reducirá su participación de 72.6% en 2012 a 61.1% en 2028 (véase Figura 4.32).

FIGURA 4.32 CAPACIDAD BRUTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE, MERCADO ELÉCTRICO (MW)

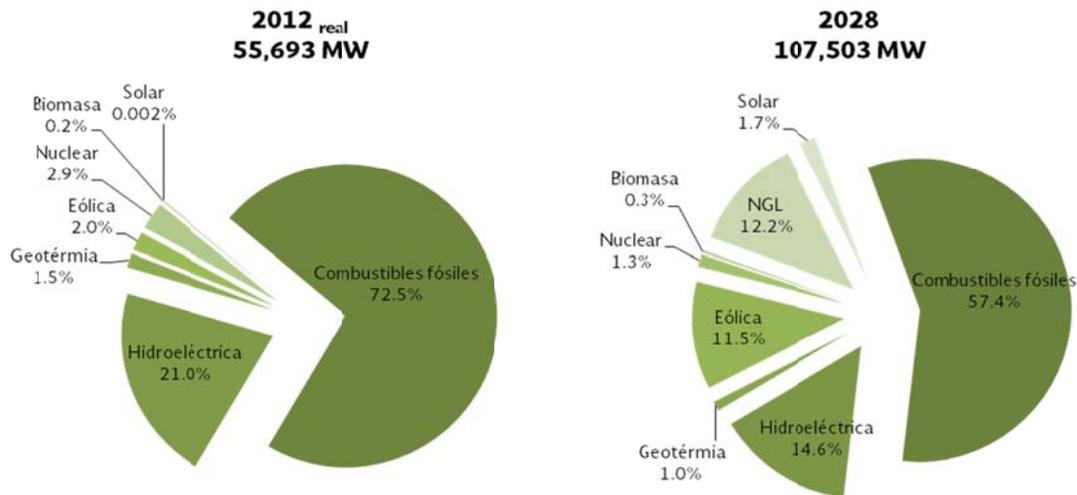


Fuente: SENER con información de CFE.

El programa de expansión del sistema de generación contiene una importante cantidad de proyectos de ciclo combinado que utilizan gas natural como combustible. Ante la incertidumbre en los precios del gas natural, la estrategia de diversificación cobra mayor importancia y la tecnología de carbón se vuelve competitiva. Por esta razón, se ha considerado la posibilidad de incorporar, en el largo plazo, centrales a base de carbón con dispositivos de secuestro y captura de CO<sub>2</sub>, como una opción de generación limpia.

En el contexto del sistema eléctrico la capacidad de generación que utiliza combustibles fósiles reducirá su participación de 72.5% a 57.4% en 2028 (véase Figura 4.33).

**FIGURA 4.33 CAPACIDAD BRUTA POR TIPO DE COMBUSTIBLE, SISTEMA ELÉCTRICO<sup>68</sup>**  
(MW)



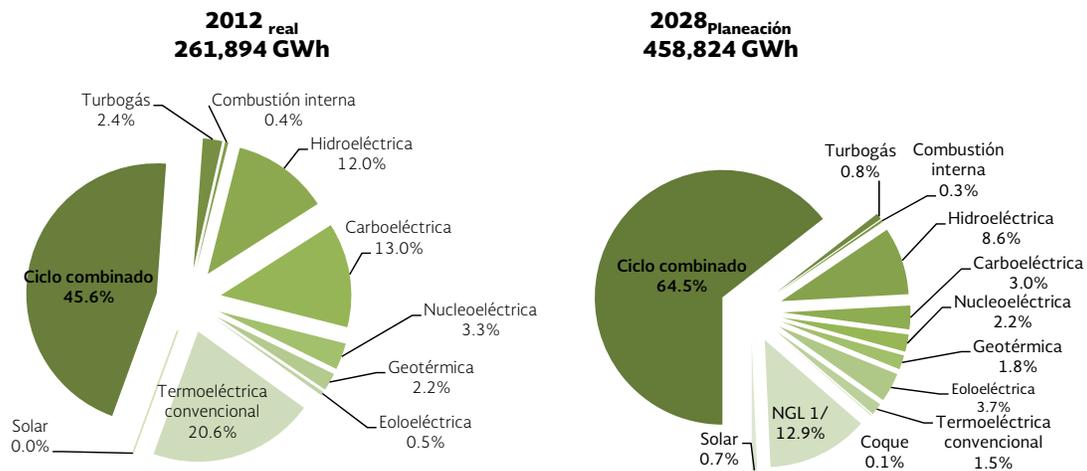
Fuente: SENER con información de CFE.

Por otra parte, las opciones de Tecnología de Carbón Limpio (TCL) y de Nueva Generación Limpia (NGL) que corresponden a nucleoelectrónica o energías renovables, han sido consideradas en esta prospectiva. A su vez, los proyectos de cogeneración constituyen una opción en la que pueden lograrse eficiencias superiores a proyectos de generación convencionales. Por ejemplo, se han planteado en los últimos años este tipo de tecnologías en refinerías de PEMEX. En la actualidad, existe interés de desarrollar proyectos de cogeneración en algunas refinerías.

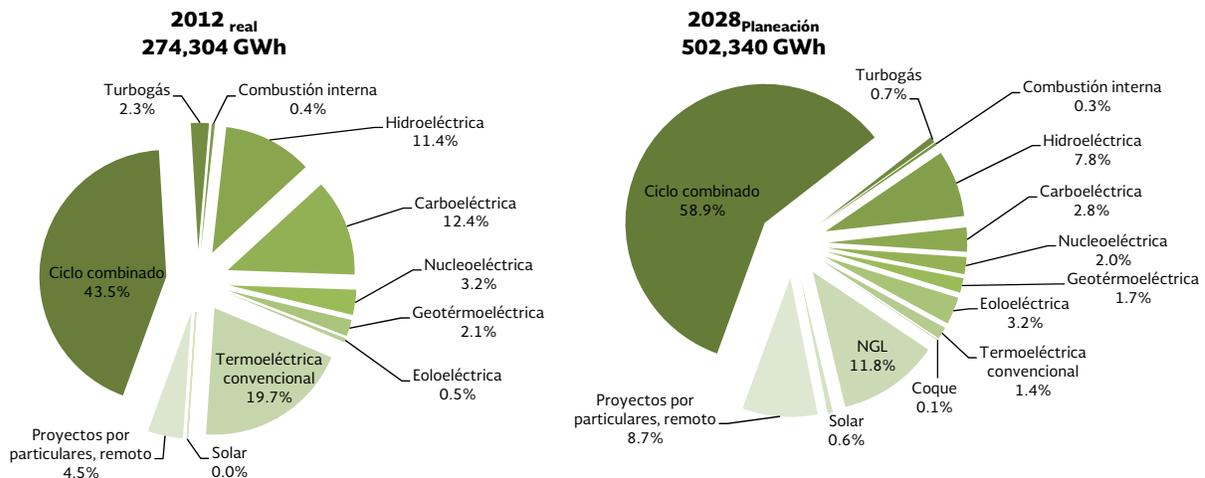
### Evolución esperada de la generación bruta

En las Figuras 4.34 y 4.35 se presenta la participación de las distintas tecnologías en el despacho de generación para 2012 y 2028, tanto en el servicio público como para todo el sistema eléctrico, donde se incluye los proyectos por particulares de tipo remoto.

<sup>68</sup> Incluye proyectos por particulares tipo remoto; Nueva Generación Limpia (NGL): Nuclear, Carboeléctrica o Ciclo combinado con captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, o Renovable.

**FIGURA 4.34 GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, MERCADO ELÉCTRICO**  
(GWh)


Fuente: SENER con información de CFE.

**FIGURA 4.35 GENERACIÓN BRUTA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, SISTEMA ELÉCTRICO**  
(GWh)


Fuente: SENER con información de CFE.

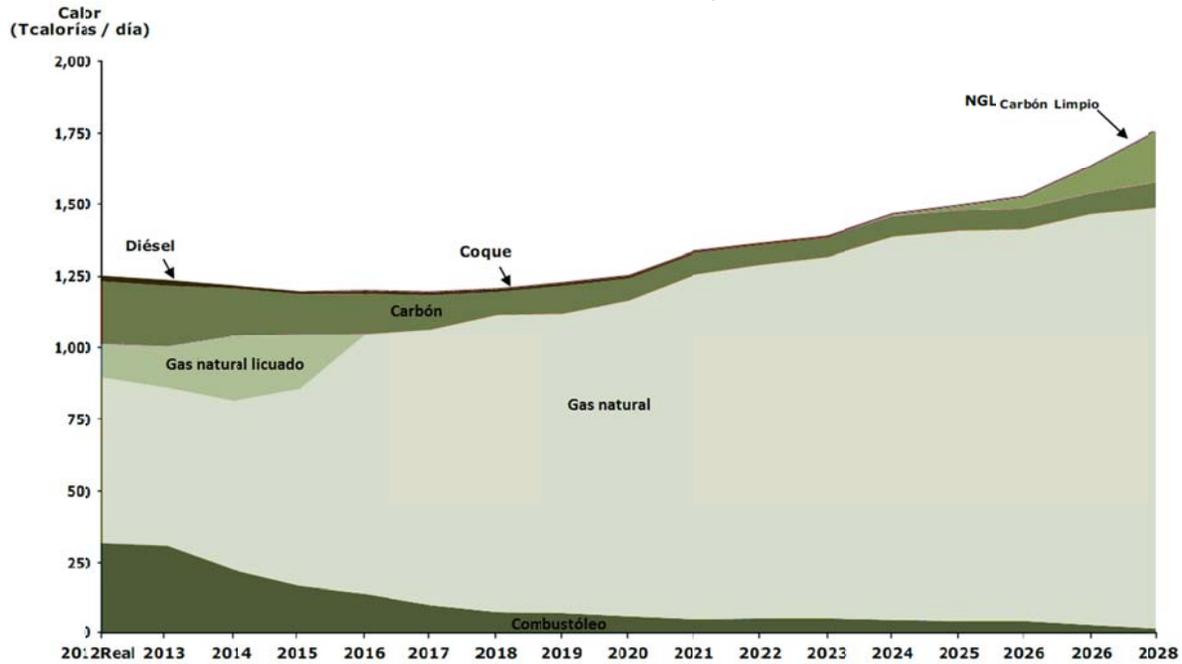
Es importante destacar la reducción de la generación termoeléctrica convencional, el incremento con ciclos combinados, eoloeléctricas, solar y la participación de tecnologías de Nueva Generación Limpia (NGL) [nuclear, ciclo combinado y carboeléctrica con captura y confinamiento de CO<sub>2</sub>, y renovable].

### Requerimientos de combustibles

Para estimar la generación y el consumo de combustibles, se considera la oferta y evolución prevista de precios de los energéticos, así como las restricciones de la norma ambiental. Por ello, una de las bases más importantes del ejercicio de planificación se encuentra en la cuantificación de los combustibles fósiles requeridos.

La tmca que se prevé es de 4.66% para gas natural, caso contrario para el carbón, combustóleo y diésel, que decrecerán 5.11%, 15.67% y 9.14% respectivamente (véase Figura 4.36).

**FIGURA 4. 36 EVOLUCION DE LOS COMBUSTIBLES REQUERIDOS, MERCADO ELÉCTRICO<sup>69</sup>**



Fuente: SENER con información de CFE

**CUADRO 4.7 COMBUSTIBLES REQUERIDOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,<sup>70</sup>**

Combustible	Unidades	2012real	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Combustóleo	m <sup>3</sup> / día	31,975.4	31,111.7	22,663.9	17,045.2	14,257.0	10,365.7	7,925.0	7,622.8	6,488.0
<b>Gas</b>	Mm <sup>3</sup> / día	78.0	77.9	91.0	107.4	101.0	106.9	114.4	115.2	121.4
Gas natural	Mm <sup>3</sup> / día	65.2	62.1	66.3	81.9	101.0	106.9	114.4	115.2	121.4
Gas natural licuado	Mm <sup>3</sup> / día	12.8	15.8	24.6	25.5					
Diésel	m <sup>3</sup> / día	2,071.8	2,266.7	1,300.1	1,226.3	1,217.2	1,428.4	1,153.8	1,161.8	1,060.9
carbón	Mt / año	15.5	15.2	12.1	10.4	10.3	8.7	5.9	7.1	5.7
Coque	Mt / año					0.2	0.2	0.1	0.2	0.2

Combustible	Unidades	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	tmca
Combustóleo	m <sup>3</sup> / día	5,440.0	5,716.5	5,742.4	5,172.9	4,769.1	4,793.7	3,398.6	2,092.2	-15.7
<b>Gas</b>	Mm <sup>3</sup> / día	132.3	135.6	138.5	146.5	149.9	150.5	157.9	161.6	4.7
Gas natural	Mm <sup>3</sup> / día	132.3	135.6	138.5	146.5	149.9	150.5	157.9	161.6	5.8
Gas natural licuado	Mm <sup>3</sup> / día									n.a.
Diésel	m <sup>3</sup> / día	734.9	543.2	480.7	473.6	468.7	433.5	450.7	447.0	-9.1
carbón	Mt / año	5.5	5.0	4.9	5.3	5.3	5.2	5.3	6.7	-5.1
Coque	Mt / año	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	n.a.

Fuente: SENER con información de CFE

<sup>69</sup> Incluye los combustibles requeridos para los proyectos con tecnologías NGL.

<sup>70</sup> No incluye los combustibles requeridos para los proyectos con tecnología NGL.

Para garantizar el suministro de gas, de 2013 a 2015 se considera una oferta de 500 y 400 millones de pies cúbicos de las terminales regasificadoras de gas natural licuado Altamira y Manzanillo, respectivamente. Entre 2014 y 2017 se prevé la entrada en operación de los gasoductos: Agua Dulce (Sur de Texas)– Los Ramones–Tula–Aguascalientes, con lo cual se abastecerá las regiones Occidental y Central del país.

En la estimación del consumo de combustibles, es de suma importancia considerar la reducción de emisiones contaminantes con el fin de satisfacer las restricciones ambientales que impone la legislación. Es por ello que el plan de expansión incluye centrales identificadas como NGL, 12,775 MW, para la cual aún no se define su tecnología ni su energético primario.

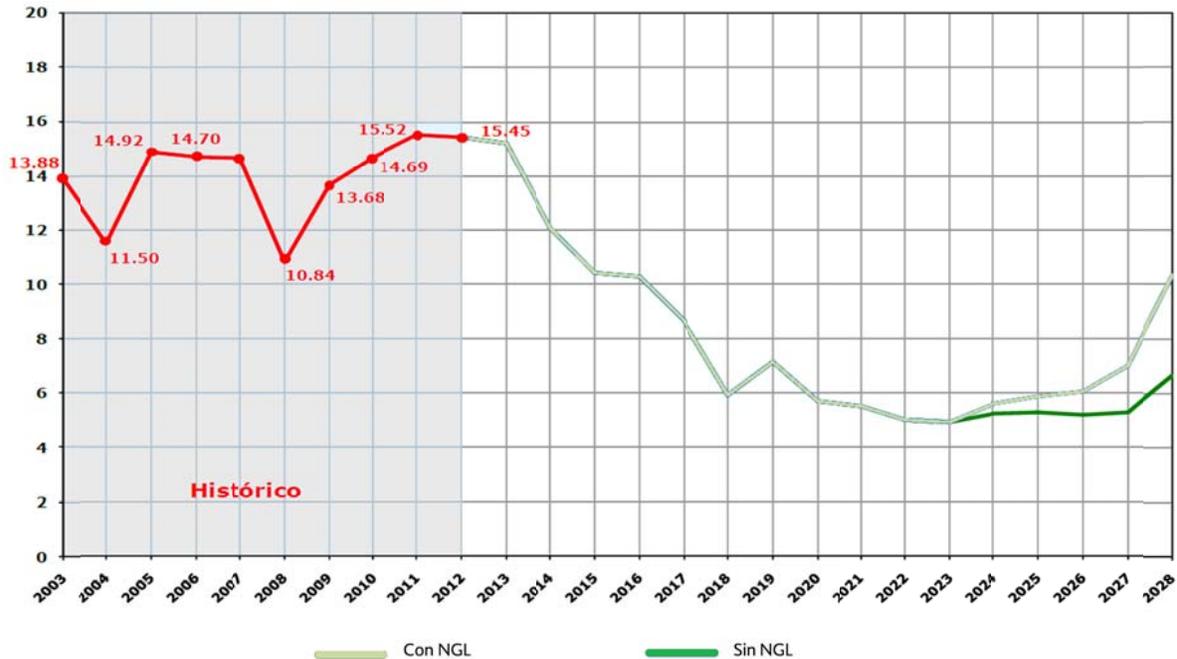
Dado que aún no se define la tecnología de las centrales, sus requerimientos de combustibles no se contabilizan en el total, pero sí en el requerimiento térmico para satisfacer la energía del servicio público (véase Figura 4.37 y 4.38).

**FIGURA 4.37 PROYECCION DEL GAS NATURAL REQUERIDO, CON Y SIN NGL**  
(Millones de metros cúbicos por día)



Fuente: SENER con información de CFE.

**FIGURA 4.38 PROYECCION DE CARBÓN REQUERIDO, CON Y SIN NGL**  
(Millones de toneladas anuales)



Fuente: SENER con información de CFE.

#### 4.6.5. Generación bruta considerando un cambio anticipado de Combustóleo por Gas natural

Hoy se cuenta con un parque termoeléctrico convencional, que utiliza combustóleo, con capacidad total de 11,698.6 MW, en 26 centrales, 87 unidades generadoras. La mayor concentración de vapor de dicho parque (unidades entre 150 y 350 MW) está constituido por 16 centrales, 46 unidades y alcanza los 10,945.6 MW. La antigüedad promedio es de 29 años.

Debido al gran diferencial de precios entre el combustóleo y el gas natural, que prevalece en el mercado de combustibles y que se estima permanecerá al menos en el corto y mediano plazos, se han venido abordando acciones para incrementar la disponibilidad de gas natural. Entre tales acciones destaca la construcción de varios gasoductos en diversas regiones del país, los cuales permitirán la importación de gas natural desde los Estados Unidos de América.

Entre otros aspectos, la reducción en el consumo de combustóleo se debe a:

- Al uso de gas natural en algunas centrales termoeléctricas existentes asociado a su bajo precio en relación con el combustóleo y al cumplimiento con la normativa ambiental;
- Al incremento de la capacidad instalada en ciclos combinados con base en gas natural;
- A las centrales carboeléctricas actualmente en operación y a las programadas entre los años 2024 y 2027, con tecnologías de NGL;
- A la hipótesis de que las centrales localizadas en las regiones de La Paz y Todos Santos en Baja California Sur, operarán con gas cuando éste se encuentre disponible; y,
- Al retiro de unidades termoeléctricas convencionales con baja eficiencia y bajo factor de planta.

Debido a que se dispondrá de gas natural de manera gradual a partir de 2014 (iniciando en Puerto Libertad), se realizaron estudios para determinar en cuáles centrales y unidades generadoras del parque térmico convencional se justificaba económicamente su conversión a combustión dual<sup>71</sup>. Debe tenerse presente que, adicionalmente a las conversiones, algunas otras centrales que actualmente queman mezcla con gas, como Salamanca, Altamira, Mérida, y Samalayuca, podrán aumentar su consumo ante el incremento en la disponibilidad de este energético. Así, se considera que, al entrar en operación un nuevo gasoducto para alimentar a una central que actualmente consume mezcla, su consumo se convierte totalmente a gas.

### Premisas

CENACE realizó un ejercicio para determinar los consumos esperados de los combustibles en el SIN 2015-2017. Esto es considerando las acciones para incrementar el consumo de gas y con ello, reducir el consumo de combustóleo cuantificando así, los requerimientos de este.

Las premisas de esta simulación son:

- El horizonte de estudio es anual, 2015-2028, donde se mantienen los supuestos del mercado eléctrico del ejercicio de planeación del SEN y considerando las actualizaciones pertinentes al PRC<sup>72</sup>.
- De los proyectos por particulares, se consideraron los del ejercicio, más la aportación de Azteca X en Baja California; y del Grupo México y la cogeneración de Pemex en el SIN (véase Cuadro 4.8).
- Conversión a gas de siete centrales: Puerto Libertad, Topolobampo, Mazatlán, Manzanillo, Tula, Villa de Reyes y Río Bravo.
- Incremento en la disponibilidad de gas por la puesta en operación de nuevos gasoductos.
- Al no haber cambios a la fecha de realización del ejercicio, los precios de los combustibles se mantuvieron sin variación.

**CUADRO 4.8 PROYECTOS DE COGENERACIÓN Y AUTOABASTECIMIENTO  
PEMEX, GRUPO MÉXICO Y ENERGÍA AZTECA**

Proyecto	Estado	MW	F.E.O	AUTO. LOCAL	PORTEO	EXCEDENTES	TOTAL	Demanda de gas natural (mmpcd)
				Megawats				
<b>COGENERACIÓN PEMEX</b>								
Tula	Hidalgo	638	3er. Trimestre 2017	220		418	638	204
Salina Cruz	Oaxaca	1a. Etapa 500	1er. Semestre 2018	85		415		
		2a. Etapa 230	1er. Semestre 2020	105		125	730	
Minatitlán	Veracruz	450	2o. Semestre 2018	90		360	450	126
Cangrejera	Veracruz	144	Diciembre de 2017	96	48		144	126
Cadereyta	Nuevo León	380	1er. Semestre 2018	100		280	380	126
Morelos	Veracruz	144	Diciembre de 2017	58	86		144	126
Cactus	Tabasco	590	Marzo de 2017	50		540	590	
<b>GRUPO MÉXICO</b>	Sonora	1a. Etapa 250	Diciembre de 2013	70	180		500	
		2a. Etapa 250	abril 2014-Diciembre 2014					
<b>ENERGÍA AZTECA X</b>	BCN	250	25 de Septiembre de 2014 Abril 2016		165 25	50 (Exp)	215 240	

F.E.O.: Fecha de entrada en operación.

Fuente: SENER con información de CFE y PEMEX.

<sup>71</sup> Que puede utilizar combustóleo o gas natural.

<sup>72</sup> Actualizado a Octubre de 2014.



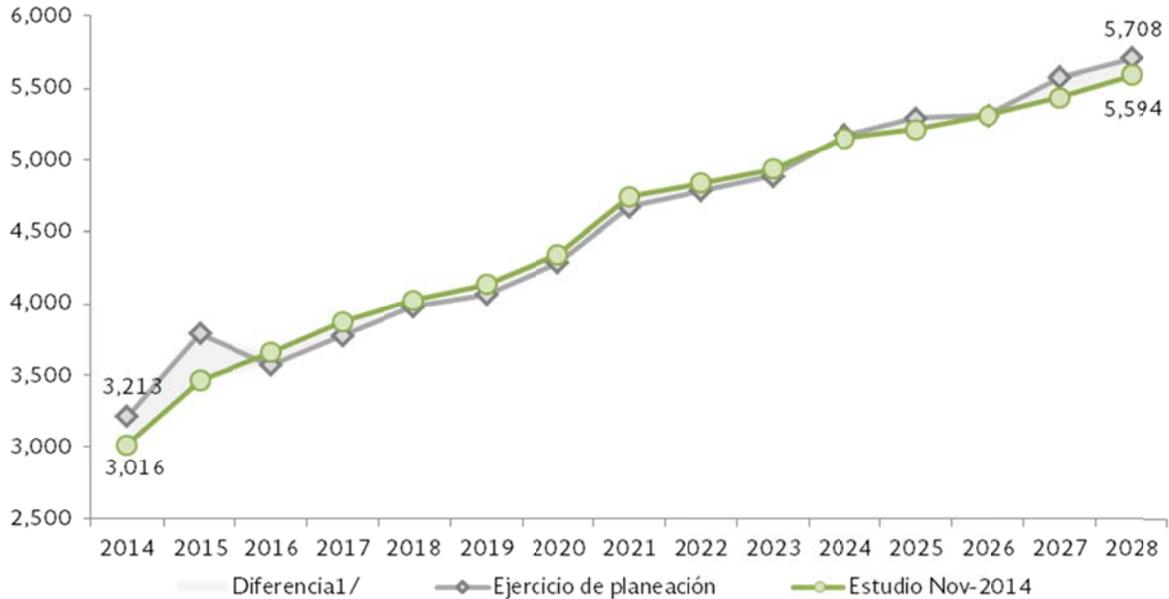
### Ejercicio

El estudio se realizó inicialmente para el SIN en el período 2014-2017, debido a que, después de 2017, las unidades convertidas se despachan muy poco. Sin embargo, ante el supuesto de la disponibilidad casi inmediata de gas, se realizó nuevamente este estudio considerando la salida intensiva de combustóleo a partir de 2015.

Es importante aclarar que, al tener un sistema eléctrico con alta dependencia de un combustible, gas natural, se debe conservar unidades generadoras que puedan utilizar otro energético. Por tal motivo se tiene previsto revisar las fechas de los retiros para las unidades convertidas a duales, no con fines de incorporarlas en el despacho, sino como reserva estratégica.

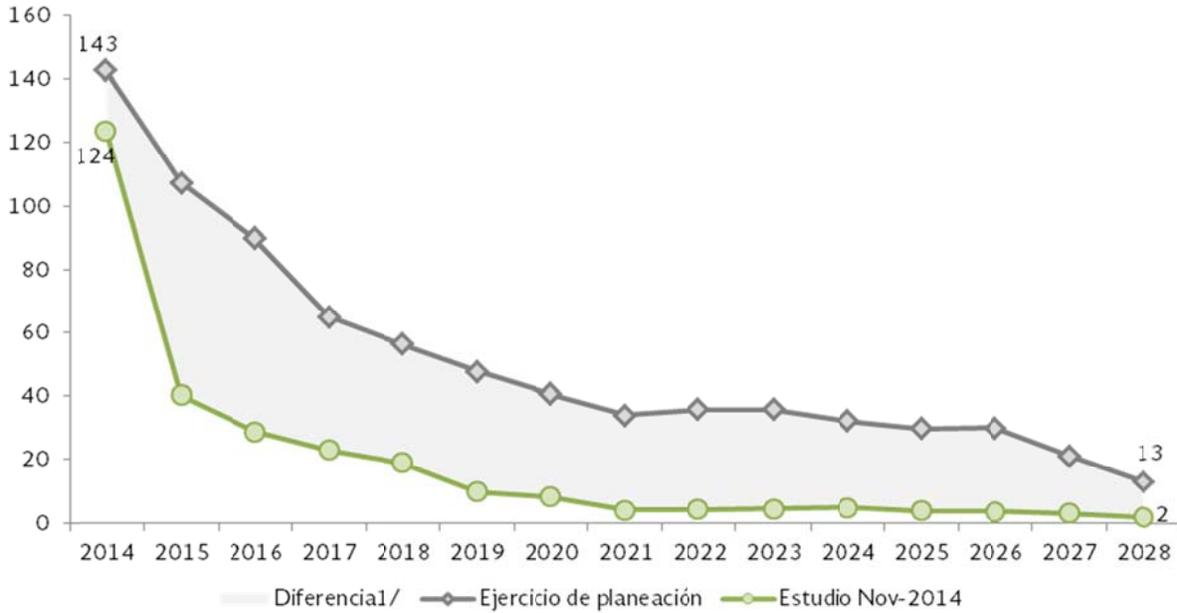
A continuación se muestran los comparativos entre los requerimientos de combustibles de gas, combustóleo y carbón, donde se observa el diferencial entre el ejercicio de planeación y el realizado recientemente, con las consideraciones antes mencionadas, (véase Figura 4.39, 4.40 y 4.41).

**FIGURA 4.39 COMPARATIVO DE LOS REQUERIMIENTOS DE GAS**  
(Mpc diarios)



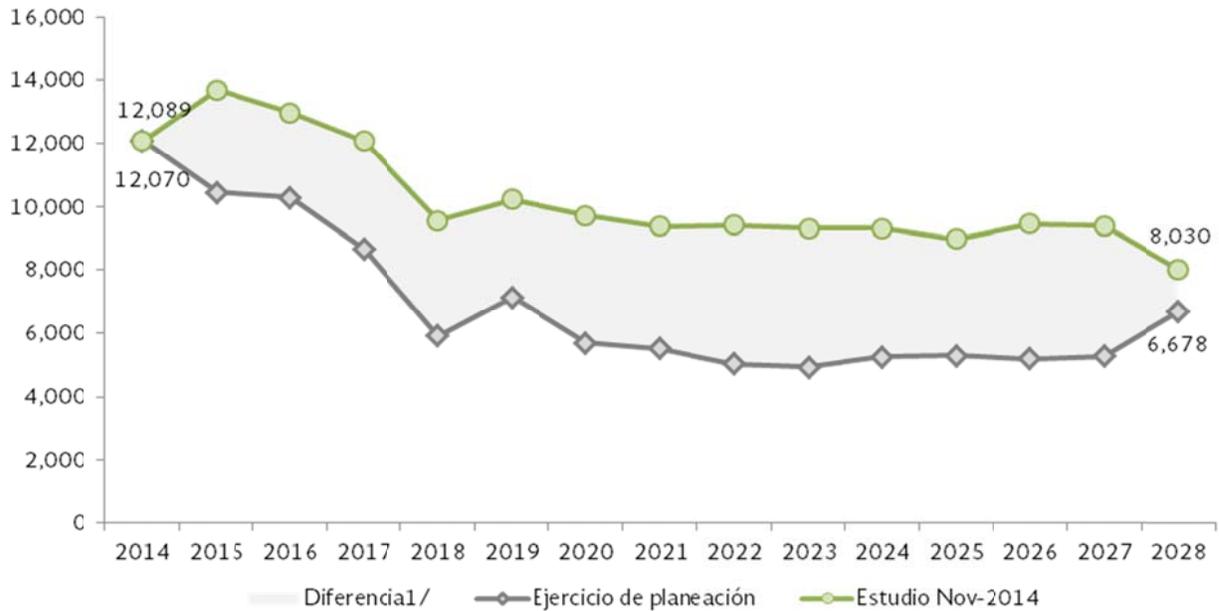
Fuente: SENER con información de CFE.

**FIGURA 4. 40 COMPARATIVO DE LOS REQUERIMIENTOS DE COMBUSTÓLEO**  
(Kb diarios)



Fuente: SENER con información de CFE.

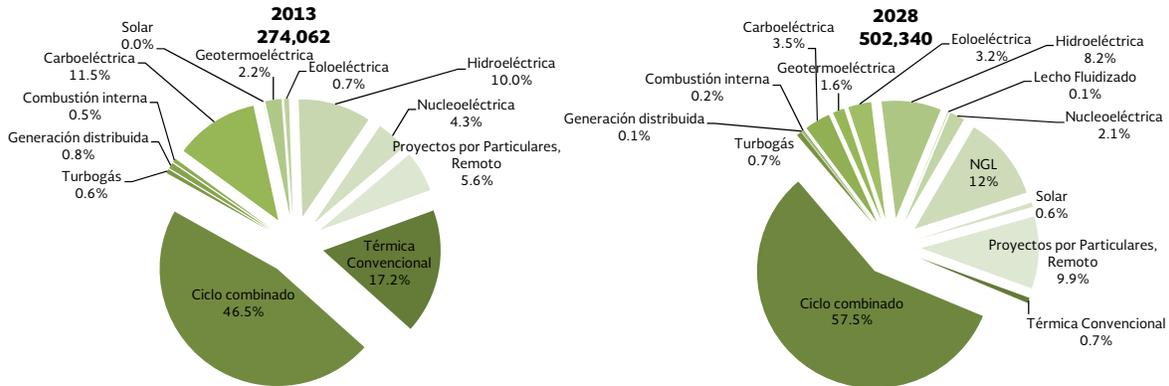
**FIGURA 4.41 COMPARATIVO DE LOS REQUERIMIENTOS DE CARBÓN**  
(Kton anuales)



Fuente: SENER con información de CFE.

La ejecución de esta simulación tendría numerosos beneficios, incluyendo la disminución de la utilización de combustibles fósiles más contaminantes, quedando la mezcla tecnológica como se muestra a continuación.

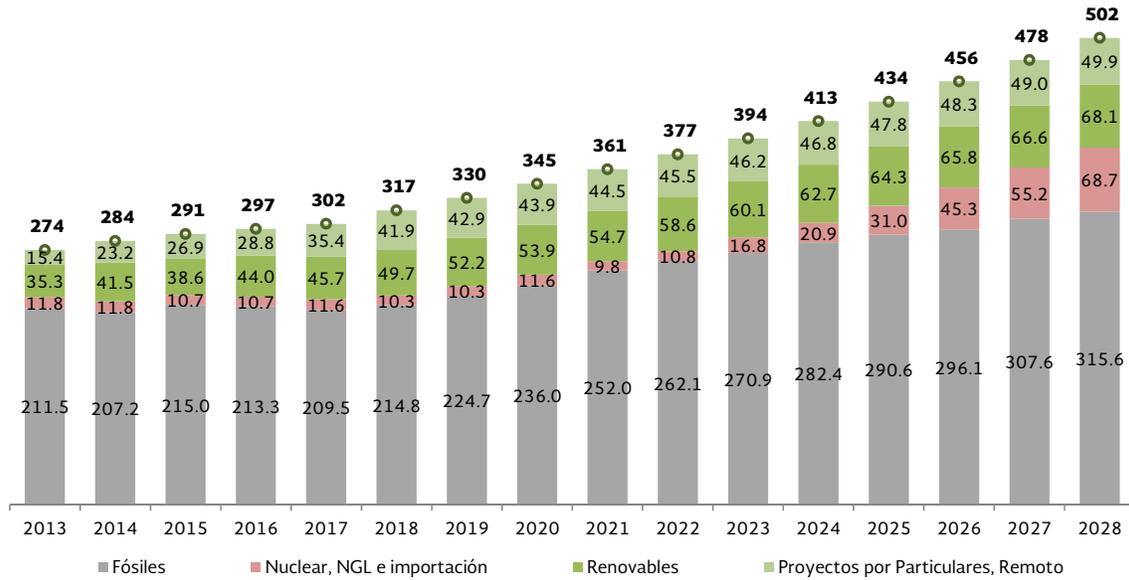
**FIGURA 4.42 GENERACION BRUTA POR TECNOLOGÍA, SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**  
(Participación porcentual)



Fuente: SENER con información de CFE.

Finalmente trayectoria de los combustibles fósiles muestra una tendencia con un mayor control del uso de los combustibles fósiles y a su vez, una mayor penetración de las energías limpias y renovables (véase Figura 4.43).

**FIGURA 4.43 EVOLUCIÓN DE LA GENERACION BRUTA POR TECNOLOGÍA, SEN**  
(TWh)



Fuente: SENER con información de CFE.

#### 4.7. Expansión de las líneas de transmisión y distribución

En el ejercicio de planificación se realiza un balance técnico-económico entre el desarrollo de la generación y la transmisión con el objetivo de lograr la confiabilidad del suministro de electricidad a costo mínimo, por lo que una red de transmisión confiable permitirá integrar y aprovechar eficientemente los recursos de generación instalados en el sistema.

Así el objetivo consiste además en diseñar un sistema justificado técnica y económicamente para operar en condiciones normales y ante contingencias sencillas –criterio n-1– con las características siguientes:

- Sin sobrecargas en elementos;
- Operación dentro de rangos de tensión establecidos;
- Sin problemas de estabilidad angular y de voltaje;
- Con capacidad de transferencia entre regiones para compartir reservas de generación;
- Alta confiabilidad en el suministro de energía a usuarios; y,
- Con controles apropiados para dar flexibilidad a la operación.

En el SEN, el intercambio de grandes bloques de energía entre regiones se efectúa a través de la red troncal, integrada por líneas con niveles de tensión de 400 kV y 230 kV. Adicionalmente la de subtransmisión distribuye regionalmente la energía con enlaces de 161 kV hasta 69 kV.

#### **4.7.1. Transmisión**

El sistema de transmisión principal se ha mallado en el nivel de 400 kV en las regiones Central, Oriental, Noreste y Occidental del país. En cambio, en las áreas Norte, Noroeste y Peninsular se encuentra en etapa de robustecimiento, con redes de transmisión en algunos tramos aislados en 400 kV, los cuales operan inicialmente en 230 kV y a los que gradualmente se le ha ido realizando el cambio de tensión a 400 kV.

Para planificar la expansión de la red eléctrica principal, se consideran las variables definidas en el escenario de planeación del mercado eléctrico.

Para su determinación se toman como marco de referencia:

- La topología del sistema del año en curso; y,
- Los proyectos de transmisión en la etapa de construcción y los comprometidos.

A partir de los planes del año horizonte, se procede a ubicar los proyectos requeridos en el tiempo de modo que los propuestos para cada año cumplan con los criterios mencionados.

A continuación se muestra el resumen del programa multianual de CFE para líneas, subestaciones y equipo de compensación, donde se considera la construcción de 19,555 kilómetros-circuito (km-c) de líneas en el período, de los cuales se estima que 5,073 km-c se realizarán con recursos presupuestales y 14,482 km-c como Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIP) (véase Cuadro 4.9).

CUADRO 4.9 RESUMEN DEL PROGRAMA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 2014-2028

Año	Líneas km-c				Total
	400 KV	230 KV	Subtotal 400 y 230 KV	161-69 KV	
2014	415	259	674	198	872
2015	130	66	196	450	646
2016	1,445	232	1,677	201	1,878
2017	1,540	1,098	2,638	256	2,894
2018	476	626	1,102	236	1,338
2019	505	147	652	364	1,016
2020	457	346	803	467	1,270
2021	499	462	961	236	1,197
2022	388	435	823	346	1,169
2023	750	438	1,188	274	1,462
2024	440	400	840	197	1,037
2025	1,812	299	2,111	217	2,328
2026	979	84	1,063	92	1,155
2027	515	121	636	18	654
2028	190	358	548	91	639
<b>Total</b>	<b>10,541</b>	<b>5,371</b>	<b>15,912</b>	<b>3,643</b>	<b>19,555</b>

Fuente: SENER con información de CFE.

Para subestaciones se ha programado instalar 47,207 Megavolt-ampere (MVA) de transformación, 9,640 MVA con recursos presupuestales y 37,567 MVA como PIP (véase Cuadro 4.10).

CUADRO 4.10 RESUMEN DEL PROGRAMA DE SUBESTACIONES 2014-2028

Año	Líneas km-c				Total
	400 KV	230 KV	Subtotal 400 y 230 KV	161-69 KV	
2014	1,000	933	1,933	70	2,003
2015	1,685	1,192	2,877	100	2,977
2016	3,850	1,050	4,900	60	4,960
2017	4,500	925	5,425	30	5,455
2018	2,425	2,485	4,910	30	4,940
2019	1,375	1,460	2,835	80	2,915
2020	1,000	1,785	2,785	450	3,235
2021	1,275	1,240	2,515	30	2,545
2022	500	1,220	1,720	120	1,840
2023	2,750	1,683	4,433	103	4,536
2024	2,700	2,108	4,808	-	4,808
2025	1,750	1,292	3,042	30	3,072
2026	-	225	225	53	278
2027	1,375	792	2,167	30	2,197
2028	500	933	1,433	13	1,446
<b>Total</b>	<b>26,685</b>	<b>19,323</b>	<b>46,008</b>	<b>1,199</b>	<b>47,207</b>

Fuente: SENER con información de CFE.

En el rubro de compensaciones se tiene proyectado incorporar 11,569 MVA compuestos por reactores, capacitores y compensadores estáticos de potencia reactiva.

### 4.7.2. Distribución

El servicio de electricidad en todo el país se proporciona a través de 16 Divisiones de Distribución formalmente constituidas, incluyendo las tres del Valle de México.

El crecimiento sostenido de la demanda del energía eléctrica, reflejado en el número de nuevas solicitudes y la necesidad de suministrar un mejor servicio a los clientes, hace necesario la conformación de un Plan Rector de Distribución, el cual considera la visión integral del sistema de distribución mediante planes y proyectos de inversión, los cuales se soportan en:

- Estudios de ingeniería de planificación del sistema eléctrico;
- Análisis del sistema de comunicaciones;
- Aprovechamiento de los centros de distribución;
- Atención a clientes; y,
- Equipamiento operativo.

El plan Rector de Distribución proporciona el panorama completo de las condiciones actuales del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), así como las necesidades de edificaciones y equipamiento. Esto incluye la integración de programas multianuales de inversión para la aplicación efectiva de los recursos financieros en la creación de nueva infraestructura y la modernización con enfoque de competitividad y sustentabilidad.

Este plan considera, en primera instancia, garantizar en el corto y mediano plazos, con oportunidad, suficiencia y calidad, el suministro de energía eléctrica a los clientes, mejorando sustancialmente el desempeño operativo de la distribución. Adicionalmente, proporciona la guía de crecimiento en el largo plazo (20 años) para cada zona de distribución y consecuentemente para la División correspondiente.

En el cuadro 4.11 se presenta el resumen de las metas para los proyectos de distribución, considerando las tasas de crecimiento de usuarios y ventas, proyectados para el horizonte 2014-2023.

**CUADRO 4.11 METAS PROGRAMADAS EN PROYECTOS DE LAS DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN<sup>73</sup>2014-2023**

Año	Líneas km-c	Subestaciones MVA	Compensación MVar
	230 kV-69kV	230 kV-69kV	230 kV-69kV
2014	1,251	3,824	60
2015	2,996	2,872	98
2016	325	1,491	38
2017	448	1,058	42
2018	941	1,297	38
2019	290	1,591	105
2020	651	2,899	158
2021	114	1,080	45
2022	54	130	0
2023	43	250	90
<b>Total</b>	<b>7,113</b>	<b>16,492</b>	<b>674</b>

Fuente: SENER con información de CFE.

<sup>73</sup> Las metas físicas reportadas de 230 kV, son las asociadas a transformación de muy alta a media tensión.





## ANEXO 1. MODELOS ECONOMETRICOS SECTORIALES PARA LA PROYECCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Sistema de Ecuaciones		
	Modelos	Variables
<b>A. Desarrollo Normal</b>		
<b>A.1. Residencial</b>	Modelo de saturación de usuarios: $RSAT_t = f(RSAT_{t-1}, RSAT_{t-2}, T, VISAT)$	$RSAT = (1 - SAT_t) / SAT_t$ SAT = Coeficiente de saturación de usuarios $= UR_t / VT_t$ UR = Número de usuarios del sector residencial VT = Número de viviendas totales (particulares y colectivas; ocupadas y desocupadas) T = Tiempo VISAT = Variable indicadora de un ajuste de error
	Modelo de ventas por usuario: $VUt = f(VUt-1, SAT_t, CPt/Vt, Pt, PRED_t, T)$	VU = Ventas por usuario del sector residencial SAT = Coeficiente de saturación de usuarios $= UR_t / VT_t$ CP/VT = Consumo privado por vivienda total P = Precio de la electricidad en el sector residencial PRED = Relación del índice de precios de los electrodomésticos del INPC respecto al INPC global (2003=100) T = tiempo
<b>A.2. Comercial</b>	Modelo de número de usuarios: $Ut = f(U_{t-1}, U_{t-2}, UR_t, UR_{t-1}, CPt/VT_t, T)$	U = Número de usuarios del sector comercial UR = Número de usuarios del sector residencial CP/VT = Consumo privado por vivienda total T = Tiempo
	Modelo de ventas por usuario: $VUt = f(VUt-1, CPt/VT_t, CPt-1/VTt-1, Pt, T)$	VU = Ventas por usuario del sector comercial CP/VT = Consumo privado por vivienda total P = Precio de la electricidad en el sector comercial T = Tiempo
<b>A.3 Alumbrado público</b>	Modelo de ventas totales: $Vt = f(Vt-1, Vt-2, PIB_t, Pt, UR_t)$	V = Ventas del sector alumbrado público PIB = Producto Interno Bruto global P = Precio de la electricidad en el sector alumbrado público UR = Número de usuarios del sector residencial

<b>A.4 Bombeo de aguas negras y potables</b>	Modelo de número de usuarios: $U_t = f ( U_{t-1} , PREL_t , UR_t , T )$	<p>U = Usuarios del sector bombeo de aguas negras y potables</p> <p>PREL = Precio de la electricidad en el sector bombeo/precio de la electricidad en el sector de empresa mediana</p> <p>UR = Número de usuarios del sector residencial</p> <p>1/T = Recíproco del tiempo</p>
<b>A.4 Bombeo de aguas negras y potables</b>	Modelo de ventas por usuario: $V_{Ut} = f ( V_{t-1} , V_{t-2} , CP_t/V_t , P_t , T , VIVUB )$	<p>VU = Ventas por usuario del sector bombeo de aguas negras y potables</p> <p>CP/VT = Consumo privado por vivienda total</p> <p>P = Precio del bombeo de aguas negras y potables</p> <p>T = Tiempo</p> <p>VIVUB = Variable indicadora por migración de usuarios</p>
<b>A.5 Servicio temporal</b>	Modelo de ventas totales: $V_t = f ( V_{t-1} , FBKF_t , FBKF_{t-1} , P_t , P_{t-1} )$	<p>V = Ventas en el sector temporal</p> <p>FBKF = Formación bruta de capital fijo</p> <p>P = Precio en el sector temporal</p>
<b>Sistema de Ecuaciones</b>		
	<b>Modelos</b>	<b>Variables</b>
<b>B. Industria</b>		
<b>B.1. Mediana empresa</b>	Modelo de intensidad energética eléctrica: $V/PIB_t = f ( V_{t-1}/PIB_{t-1} , PIMAt/PIB_t , PEC_t , T )$	<p>V = Ventas totales</p> <p>PIB = Producto Interno Bruto global</p> <p>PIMA = PIB de la industria manufacturera</p> <p>PEC = Precio en el sector empresa mediana/precio del combustóleo</p> <p>T = Tiempo</p>
<b>B.2 Gran industria</b>	Modelo de Intensidad Energética Eléctrica: $CE/PIB_t = f ( CE_{t-1}/PIB_{t-1} , PIB_t/K_t , PIBMQ_t/PIB_t , PIBDI_t/PIB_t , PEG_t , PEC_t , T )$	<p>CE = Consumo del modelo del sector de gran industria = ventas del sector público de Gran Industria (GI) + autoabastecimiento – cargas importantes GI</p> <p>Cargas importantes = Sersiinsa, Hylsa y los acueductos Cutzamala y Tijuana – Mexicali</p> <p>PIB = Producto Interno Bruto global</p> <p>PIBDI = PIB de los giros económicos intensivos en el consumo de electricidad</p> <p>PIBMQ = PIB de los giros económicos de maquinaria y equipo</p> <p>K = Acervo de capital fijo bruto (total Banxico 59 ramas de actividad)</p> <p>PIB/K = Relación producto/capital</p> <p>PEG = Precio en el sector gran industria/precio del gas natural</p> <p>PEC = Precio en el sector gran industria/precio del combustóleo</p> <p>T = Tiempo</p>



Sistema de Ecuaciones		
	Modelos	Variables
<b>C. Bombeo agrícola</b>		
	<p>Modelo de número de usuarios:  <math>U_t = f ( U_{t-1} , SCR_t , P_t , T , VIVUG )</math></p>	<p>U = Usuarios del sector bombeo agrícola            P = Precio en el sector bombeo agrícola            SCR = Superficie cosechada de riego            T = Tiempo            VIVUG = Variable indicadora de reclasificación de usuarios</p>
	<p>Modelo de ventas por usuario:  <math>VU_t = f ( VU_{t-1} , PLU_t , SCR/U_t , P_t )</math></p>	<p>VU = Ventas por usuario del sector bombeo agrícola            PLU = Precipitación pluvial en el primer semestre del año            P = Precio medio real del kWh en el sector de bombeo agrícola            SCR/U = Superficie cosechada de riego por usuario del sector bombeo agrícola</p>

## ANEXO 2. CUADROS ESTADÍSTICOS

**CUADRO 3 A VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SERVICIO PÚBLICO  
POR ENTIDAD FEDERATIVA, 2003-2013.**  
(GWh)

Entidad Federativa	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
<b>Total nacional</b>	<b>160,384.4</b>	<b>163,509.3</b>	<b>169,756.9</b>	<b>175,370.6</b>	<b>180,468.9</b>	<b>183,912.6</b>	<b>182,517.8</b>	<b>187,814.5</b>	<b>202,226.0</b>	<b>207,711.4</b>	<b>207,380.2</b>	2.6
Noroeste	21,351.8	22,399.4	23,282.8	24,436.5	25,249.6	25,678.4	25,678.9	25,694.9	27,927.1	28,934.7	28,788.2	3.0
Baja California	8,049.6	8,390.5	8,496.3	9,105.2	9,223.1	9,408.9	9,154.9	9,042.8	9,420.4	9,783.5	9,537.7	1.7
Baja California Sur	1,126.1	1,210.4	1,318.4	1,448.3	1,578.0	1,769.0	1,823.6	1,826.9	1,992.3	2,046.3	2,081.4	6.3
Sinaloa	4,079.9	4,276.5	4,437.8	4,801.8	4,951.8	5,188.4	5,485.9	5,548.8	5,880.5	5,946.4	6,044.1	4.0
Sonora	8,096.2	8,522.0	9,030.2	9,081.1	9,496.7	9,312.1	9,214.4	9,276.4	10,633.9	11,158.6	11,124.9	3.2
Noreste	39,237.3	39,423.2	41,223.3	42,844.9	43,646.8	44,162.7	44,200.4	45,865.7	50,133.8	51,075.5	50,190.9	2.5
Chihuahua	8,055.3	8,134.3	8,773.9	9,122.8	9,332.3	9,190.7	9,147.5	9,678.2	10,567.5	10,799.4	10,890.0	3.1
Durango	2,346.3	2,460.7	2,598.9	2,549.0	2,722.5	2,739.9	2,711.9	2,832.6	2,987.6	2,935.1	2,940.8	2.3
Coahuila	8,741.4	8,228.4	8,372.5	8,552.3	8,690.0	8,928.5	9,118.7	9,354.2	10,355.8	10,301.2	10,491.2	1.8
Nuevo León	12,806.1	13,034.4	13,703.1	14,536.3	14,719.3	15,084.1	14,935.0	15,597.1	17,280.6	18,057.7	17,004.0	2.9
Tamaulipas	7,288.2	7,565.4	7,774.9	8,084.5	8,182.7	8,219.5	8,287.3	8,403.6	8,942.4	8,982.2	8,864.9	2.0
Centro-Occidente	36,242.5	37,451.9	38,843.5	40,249.2	41,707.9	42,555.4	41,423.8	44,235.3	48,144.9	49,308.9	49,263.9	3.1
Aguaascalientes	1,792.4	1,826.0	2,042.9	2,151.8	2,210.3	2,187.1	2,147.0	2,214.1	2,428.0	2,476.1	2,435.9	3.1
Colima	1,163.4	1,215.3	1,339.9	1,426.2	1,482.2	1,516.4	1,528.9	1,510.2	1,565.3	1,678.2	1,751.1	4.2
Guanajuato	6,816.6	7,023.0	7,575.1	7,914.2	8,252.3	8,637.2	9,103.4	9,535.8	10,507.4	10,661.6	10,558.9	4.5
Jalisco	9,554.3	9,625.5	10,050.0	10,461.0	10,751.2	10,954.2	11,134.5	11,373.9	12,011.2	12,329.5	12,324.0	2.6
Michoacán	6,911.9	7,401.7	7,071.7	7,273.7	7,590.0	7,656.9	5,974.4	6,912.3	7,442.7	7,382.6	7,378.9	0.7
Nayarit	850.7	911.0	972.6	1,039.6	1,098.5	1,181.6	1,252.7	1,275.0	1,345.6	1,377.5	1,407.6	5.2
Querétaro	3,105.9	3,265.0	3,374.6	3,409.1	3,581.0	3,651.0	3,632.3	3,965.8	4,467.6	4,565.1	4,725.5	4.3
San Luis Potosí	4,355.3	4,692.7	4,820.9	4,934.5	5,049.5	5,044.2	4,656.5	4,876.6	5,303.0	5,814.8	5,799.9	2.9
Zacatecas	1,691.9	1,491.6	1,596.0	1,639.2	1,692.9	1,726.9	1,994.2	2,571.6	3,073.9	3,023.4	2,882.0	5.5
Centro	40,968.8	41,004.8	42,110.6	42,547.9	43,349.8	43,995.0	43,130.7	43,786.7	45,908.9	47,264.0	48,045.2	1.6
Distrito Federal	13,252.1	13,295.5	13,366.5	13,376.3	13,550.6	13,944.6	14,036.8	13,299.3	13,707.2	14,138.8	14,609.3	1.0
Hidalgo	3,274.1	3,013.8	2,958.5	3,105.2	3,140.6	3,150.9	3,066.8	3,116.2	3,567.8	3,688.9	3,669.9	1.1
Estado de México	14,732.0	14,867.9	15,441.6	15,448.7	15,648.7	15,556.9	15,240.7	16,112.9	16,909.7	17,513.7	17,789.9	1.9
Morelos	1,992.4	2,014.6	2,116.6	2,160.6	2,252.4	2,336.0	2,369.5	2,408.6	2,483.5	2,570.4	2,606.6	2.7
Puebla	6,243.7	6,218.4	6,462.1	6,635.6	6,909.3	7,236.4	6,803.2	7,185.5	7,439.3	7,533.7	7,548.8	1.9
Tlaxcala	1,474.4	1,594.6	1,765.2	1,821.5	1,848.2	1,770.3	1,613.7	1,664.2	1,801.4	1,818.4	1,820.7	2.1
Sur-Sureste	22,584.0	23,230.0	24,296.7	25,292.0	26,514.9	27,521.0	28,084.0	28,232.0	30,111.4	31,128.3	31,092.1	3.2
Campeche	815.3	846.2	889.3	918.1	966.4	1,032.1	1,113.7	1,107.4	1,185.3	1,239.6	1,272.4	4.6
Chiapas	1,819.6	1,912.2	2,037.6	2,116.2	2,240.8	2,380.6	2,529.6	2,582.2	2,760.6	2,795.2	2,848.9	4.6
Guerrero	2,399.4	2,468.9	2,574.4	2,621.7	2,732.7	2,659.5	2,719.5	2,707.4	2,768.8	2,823.5	2,811.6	1.6
Oaxaca	2,013.9	2,082.6	2,141.9	2,171.1	2,180.3	2,303.9	2,397.5	2,321.1	2,522.3	2,559.0	2,531.4	2.3
Quintana Roo	2,289.8	2,459.6	2,475.2	2,772.9	3,223.8	3,543.6	3,600.3	3,642.8	3,776.2	3,896.7	4,051.8	5.9
Tabasco	2,137.9	2,300.8	2,399.2	2,480.8	2,604.8	2,724.4	2,951.8	2,854.9	3,103.0	3,323.7	3,363.6	4.6
Veracruz	8,779.7	8,721.8	9,247.6	9,559.2	9,801.4	9,978.6	9,797.7	10,136.4	10,907.1	11,374.4	11,000.5	2.3
Yucatán	2,328.3	2,437.9	2,531.4	2,652.2	2,764.7	2,898.2	2,973.9	2,879.7	3,088.1	3,116.2	3,211.9	3.3

Fuente: SENER con información de CFE.

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 3 B VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR USUARIO Y ENTIDAD FEDERATIVA, 2003-2013.**  
(kWh/usuario)

Entidad Federativa	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
<b>Total nacional</b>	<b>5,950.4</b>	<b>5,839.1</b>	<b>5,856.5</b>	<b>5,857.3</b>	<b>5,781.9</b>	<b>5,667.3</b>	<b>5,464.1</b>	<b>5,460.9</b>	<b>5,713.1</b>	<b>5,706.4</b>	<b>5,539.9</b>	-1.0
Noroeste	8,783.2	8,817.5	8,764.1	8,815.8	8,626.3	8,411.0	8,263.2	8,104.0	8,638.6	8,780.9	8,554.8	-0.3
Baja California	9,635.0	9,613.3	9,258.4	9,453.0	9,159.1	8,971.4	8,619.1	8,429.6	8,559.4	8,666.5	8,265.4	-1.4
Baja California Sur	7,254.9	7,033.1	7,170.4	7,521.1	7,664.0	8,082.8	8,068.5	7,880.8	8,316.7	8,282.1	8,143.2	0.9
Sinaloa	5,634.0	5,701.1	5,690.0	5,960.2	5,803.1	5,882.0	6,061.1	5,950.3	6,221.4	6,182.2	6,155.6	0.9
Sonora	11,305.1	11,434.0	11,650.3	11,204.6	11,031.4	10,309.7	10,077.7	9,936.6	11,223.6	11,655.4	11,425.0	0.1
Noreste	9,565.2	9,214.3	9,242.7	9,274.3	9,067.0	8,833.5	8,614.5	8,751.6	9,462.8	9,500.3	9,082.1	-1.2
Chihuahua	8,525.9	8,279.7	8,617.2	8,634.4	8,527.6	8,258.8	8,059.9	8,537.1	9,329.7	9,454.8	9,216.6	0.7
Durango	6,114.2	6,219.4	6,360.2	6,009.9	6,191.3	5,829.9	5,701.9	5,891.5	6,060.1	5,852.8	5,776.5	-0.7
Coahuila	12,330.7	11,171.4	10,958.1	10,867.9	10,628.2	10,720.4	10,759.9	10,871.5	11,983.1	11,825.7	11,331.3	-1.3
Nuevo León	11,165.7	10,818.9	10,872.2	11,111.0	10,753.9	10,455.7	9,920.7	9,979.1	10,749.2	10,928.2	10,016.2	-2.4
Tamaulipas	7,941.9	7,888.6	7,706.6	7,745.1	7,484.0	7,203.0	7,098.4	6,985.9	7,448.9	7,429.3	7,313.3	-1.1
Centro-Occidente	5,460.3	5,431.8	5,415.1	5,395.0	5,353.8	5,292.2	4,989.1	5,191.6	5,488.5	5,455.5	5,308.8	-0.4
Aguascalientes	6,076.1	5,864.1	6,303.3	6,361.2	6,166.0	5,937.2	5,659.0	5,684.1	6,081.4	5,987.9	5,754.3	-1.1
Colima	6,134.3	6,055.1	6,377.9	6,498.6	6,485.3	6,364.9	6,201.9	5,948.6	5,955.0	6,197.1	6,326.5	-1.0
Guanajuato	5,274.3	5,244.5	5,428.9	5,454.6	5,409.8	5,478.5	5,586.9	5,705.2	6,098.6	6,002.0	5,806.6	0.5
Jalisco	5,015.1	4,894.4	4,901.1	4,911.7	4,850.3	4,790.8	4,727.9	4,709.0	4,840.8	4,831.1	4,689.0	-0.9
Michoacán	5,689.3	5,864.8	5,418.3	5,378.6	5,428.0	5,332.0	4,036.4	4,561.7	4,777.6	4,614.3	4,521.8	-1.6
Nayarit	2,898.0	2,991.5	3,076.6	3,155.0	3,153.5	3,240.8	3,304.7	3,264.7	3,342.0	3,343.5	3,285.7	1.2
Querétaro	7,872.3	7,819.7	7,761.8	7,396.5	7,280.8	7,111.6	6,759.2	7,059.7	7,566.2	7,305.9	7,232.6	-1.5
San Luis Potosí	6,842.7	7,080.9	6,968.5	6,878.7	6,809.5	6,615.5	5,928.6	6,106.4	6,469.0	6,911.6	6,755.6	0.1
Zacatecas	4,069.5	3,466.7	3,584.6	3,548.5	3,517.9	3,488.9	3,906.3	4,906.2	5,746.6	5,521.1	5,139.9	1.9
Centro	5,153.0	5,019.4	5,074.6	5,054.7	4,971.0	4,826.3	4,605.8	4,495.5	4,526.9	4,508.9	4,453.9	-1.7
Distrito Federal	4,928.7	4,829.8	4,868.3	4,858.0	4,722.6	4,656.4	4,725.8	4,799.0	4,840.7	4,912.3	4,974.3	-0.1
Hidalgo	5,560.8	4,946.7	4,732.2	4,868.2	4,795.3	4,653.7	4,144.1	4,039.3	4,393.4	4,310.2	4,190.6	-2.8
Estado de México	5,464.5	5,457.1	5,617.6	5,610.5	5,554.0	5,282.0	4,987.2	4,572.2	4,505.7	4,470.7	4,374.9	-2.4
Morelos	4,297.5	4,170.4	4,233.5	4,201.8	4,142.4	4,028.5	3,940.3	3,872.7	3,924.2	3,929.6	3,884.4	-1.2
Puebla	4,991.4	4,702.1	4,664.0	4,580.1	4,585.0	4,504.0	4,069.1	4,175.6	4,197.6	4,132.9	4,028.2	-2.4
Tlaxcala	5,620.2	5,752.7	6,019.0	5,881.3	5,632.0	5,672.2	4,966.5	5,035.1	5,303.9	5,136.4	5,013.4	-1.3
Sur-Sureste	3,871.9	3,796.1	3,797.6	3,791.5	3,809.1	3,800.2	3,745.9	3,656.8	3,786.1	3,792.7	3,668.6	-0.8
Campeche	4,476.9	4,404.1	4,419.6	4,355.8	4,419.9	4,435.1	4,639.0	4,520.4	4,672.8	4,717.9	4,592.4	0.8
Chiapas	1,988.2	1,976.3	2,013.0	1,989.7	1,978.3	2,004.4	2,045.2	2,011.9	2,073.7	2,038.9	2,018.0	-0.1
Guerrero	3,279.9	3,185.0	3,172.4	3,218.1	3,196.3	3,036.1	3,000.5	2,925.1	2,961.0	2,919.6	2,839.9	-1.4
Oaxaca	2,302.6	2,271.8	2,242.5	2,188.6	2,109.8	2,090.4	2,104.8	1,970.5	2,077.8	2,049.7	1,966.3	-1.6
Quintana Roo	7,970.1	7,880.0	7,346.9	7,600.5	8,221.5	8,362.6	8,201.5	7,804.4	7,622.2	7,512.7	7,434.2	-1.0
Tabasco	4,452.0	4,597.2	4,597.1	4,386.3	4,489.5	4,515.0	4,736.6	4,407.3	4,646.3	4,857.0	4,813.6	0.5
Veracruz	4,754.8	4,532.4	4,603.7	4,577.5	4,540.2	4,530.0	4,289.0	4,354.1	4,569.3	4,612.3	4,319.2	-1.5
Yucatán	4,519.5	4,591.1	4,600.2	4,644.4	4,685.0	4,723.5	4,732.8	4,459.1	4,617.2	4,521.3	4,471.1	0.1

Fuente: SENER con información de CFE.

**CUADRO 3 C CAPACIDAD EFECTIVA DEL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL, 2003-2013.**  
(MW)

Año	No Fósiles						Fósiles					Total
	Hidro-eléctrica	Geotermo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Nuclear	Solar fotovoltaica	Carbón	Termo-eléctrica convencional	Ciclo combinado <sup>1</sup>	Turbogás	Combustión interna	Dual	
2003	9,608	960	2	1,365	0.0	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554
2004	10,530	960	2	1,365	0.0	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	46,552
2005	10,536	960	2	1,365	0.0	2,600	12,935	13,256	2,599	182	2,100	46,534
2006	10,566	960	2	1,365	0.0	2,600	12,895	15,590	2,509	182	2,100	48,769
2007	11,343	960	85	1,365	0.0	2,600	12,865	16,873	2,620	217	2,100	51,029
2008	11,343	965	85	1,365	0.0	2,600	12,865	16,913	2,653	216	2,100	51,105
2009	11,383	965	85	1,365	0.0	2,600	12,895	17,572	2,505	216	2,100	51,686
2010	11,503	965	85	1,365	0.0	3,278	12,876	18,022	2,537	214	2,100	52,945
2011	11,499	887	87	1,365	0.0	3,278	12,560	18,029	2,495	211	2,100	52,512
2012	11,544	812	598	1,610	1.0	3,278	11,923	18,029	2,968	252	2,100	53,114
2013	11,555	823	598	1,400	6.0	3,278	11,923	19,760	2,332	259	2,100	54,035
Participación	0.21	0.02	0.01	0.03	0.00	0.06	0.22	0.37	0.04	0.00	0.04	1.00

Fuente: SENER con información de CFE.

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 3 D EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO  
POR REGIÓN Y TECNOLOGÍA, 2003-2013.**  
(MW)

Región	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
<b>Total</b>	<b>44,554</b>	<b>46,552</b>	<b>46,534</b>	<b>48,769</b>	<b>51,029</b>	<b>51,105</b>	<b>51,686</b>	<b>52,945</b>	<b>52,512</b>	<b>53,114</b>	<b>54,035</b>	1.9
<b>Noroeste</b>	<b>6,952</b>	<b>6,922</b>	<b>6,673</b>	<b>6,714</b>	<b>6,748</b>	<b>6,748</b>	<b>7,025</b>	<b>7,023</b>	<b>6,945</b>	<b>6,912</b>	<b>6,924</b>	0.0
Hidroeléctrica	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	941	0.0
Termoeléctrica convencional	2,895	2,895	2,525	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	2,485	-1.5
Ciclo combinado	1,481	1,493	1,718	1,720	1,720	1,720	1,997	1,997	1,997	1,997	1,997	3.0
CFE	496	496	721	723	723	723	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	7.3
PIE	985	997	997	997	997	997	997	997	997	997	997	0.1
Turbogás	768	716	584	663	663	663	663	663	663	663	663	-1.5
Combustión interna	137	146	174	174	209	209	209	207	203	244	252	6.3
Geotérmica	730	730	730	730	730	730	730	730	655	580	580	-2.3
Eólica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-5.0
Solar fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	6	n.a.
<b>Noreste</b>	<b>11,308</b>	<b>11,854</b>	<b>12,086</b>	<b>13,203</b>	<b>13,194</b>	<b>13,234</b>	<b>13,222</b>	<b>13,672</b>	<b>13,672</b>	<b>13,672</b>	<b>14,105</b>	2.2
Hidroeléctrica	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	0.0
Termoeléctrica convencional	2,789	2,789	2,111	2,111	2,036	2,036	2,036	2,036	2,036	2,036	2,036	-3.1
Ciclo combinado	4,954	5,449	6,447	7,765	7,976	8,015	8,015	8,465	8,465	8,465	8,898	6.0
CFE	1,973	1,973	1,973	2,169	2,380	2,420	2,420	2,420	2,420	2,420	2,420	2.1
PIE	2,982	3,477	4,475	5,596	5,596	5,596	5,596	6,046	6,046	6,046	6,479	8.1
Turbogás	839	890	802	602	457	457	445	445	445	445	445	-6.1
Carboeléctrica	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	0.0
<b>Centro-Occidente</b>	<b>6,605</b>	<b>6,727</b>	<b>6,724</b>	<b>6,704</b>	<b>8,553</b>	<b>8,553</b>	<b>8,553</b>	<b>8,553</b>	<b>8,213</b>	<b>8,130</b>	<b>8,967</b>	3.1
Hidroeléctrica	1,881	1,873	1,878	1,857	2,634	2,634	2,634	2,634	2,630	2,675	2,686	3.6
Termoeléctrica convencional	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,466	3,150	2,550	2,550	-3.0
Ciclo combinado	793	1,174	1,166	1,161	2,233	2,233	2,233	2,233	2,240	2,240	3,538	16.1
CFE	218	597	601	601	603	603	603	603	610	610	1,908	24.2
PIE	575	577	565	560	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	1,630	11.0
Turbogás	275	24	24	24	24	24	24	24	0	473	0	n.a.
Combustión interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1.7
Geotérmica	190	190	190	195	195	195	195	195	192	192	192	0.1
<b>Centro</b>	<b>4,311</b>	<b>4,607</b>	<b>4,607</b>	<b>4,649</b>	<b>4,950</b>	<b>4,955</b>	<b>5,229</b>	<b>5,291</b>	<b>5,291</b>	<b>5,291</b>	<b>5,303</b>	2.1
Hidroeléctrica	684	714	714	729	729	729	729	729	729	729	729	0.6
Termoeléctrica convencional	2,474	2,174	2,174	2,174	2,220	2,220	2,250	2,280	2,280	2,280	2,280	-0.8
Ciclo combinado	489	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420	11.3
CFE	489	1,038	1,038	1,038	1,038	1,038	1,420	1,420	1,420	1,420	1,420	11.3
Turbogás	623	640	640	672	928	928	790	822	822	822	822	2.8
Geotérmica	40	40	40	35	35	40	40	40	40	40	52	2.6
<b>Sur-Sureste</b>	<b>15,375</b>	<b>16,439</b>	<b>16,440</b>	<b>17,496</b>	<b>17,580</b>	<b>17,612</b>	<b>17,654</b>	<b>18,403</b>	<b>18,387</b>	<b>19,106</b>	<b>18,733</b>	2.0
Hidroeléctrica	5,976	6,876	6,877	6,913	6,913	6,913	6,953	7,073	7,073	7,073	7,073	1.7
Termoeléctrica convencional	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,659	2,610	2,610	2,573	2,573	-0.3
Ciclo combinado	2,886	2,886	2,886	3,906	3,906	3,906	3,906	3,906	3,906	3,906	3,906	3.1
CFE	672	672	672	672	672	672	672	672	672	672	672	0.0
PIE	2,214	2,214	2,214	3,234	3,234	3,234	3,234	3,234	3,234	3,234	3,234	3.9
Turbogás	385	548	548	548	548	581	583	583	565	565	402	0.4
Combustión interna	3	3	3	3	4	3	3	3	3	3	3	0.6
Dual	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	2,100	0.0
Carboeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	678	678	678	678	n.a.
Eólica	2	2	2	2	85	85	85	85	86	597	597	76.8
CFE	2	2	2	2	85	85	85	85	86	86	86	45.7
PIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	511	511	n.a.
Nuclear	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,365	1,610	1,400	0.3
Plantas móviles <sup>1</sup>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0.4

Fuente: SENER con información de CFE.



**CUADRO 3 E SITUACIÓN DE LOS PERMISOS VIGENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2013**  
(Número de permisos y MW)

Modalidad	En operación	En construcción	Por iniciar obras	Inactivos	Total
Número de Permisos					
Producción independiente	27	2			29
Autoabastecimiento	372	57	30	2	461
Cogeneración	68	25			93
Exportación	4	3			7
Usos propios continuos	34			2	36
Importación	33	7			40
Pequeña producción	2	32	26		60
<b>Total</b>	<b>540</b>	<b>126</b>	<b>56</b>	<b>4</b>	<b>726</b>
Capacidad (MW)					
Producción independiente	13,616	635			14,251
Autoabastecimiento	5,777	4,475	1,822	23	12,098
Cogeneración	3,333	334			3,667
Exportación	1,330	487			1,817
Usos propios continuos	461			15	476
Importación	248	25			273
Pequeña producción	44	585	722		1,351
<b>Total</b>	<b>24,809</b>	<b>6,542</b>	<b>2,544</b>	<b>38</b>	<b>33,934</b>

Nota: Incluye la demanda máxima autorizada bajo la modalidad de importación de energía eléctrica.

Las sumas parciales podrían no coincidir con los totales debido al redondeo de cifras.

Fuente: CFE

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

CUADRO 3 F PERMISOS OTORGADOS BAJO LA MODALIDAD PIE AL CIERRE DE 2013

Central	Permisionario	Tecnología	Capacidad Autorizada (MW)	Año en que se otorgó el permiso	Año de entrada en operación	Ubicación
Mérida III	AES Mérida III, S. de R.L. de C.V.	CC	532	1997	2000	Yucatán
Hermosillo	Fuerza y Energía de Hermosillo, S.A. de C.V.	CC	253	1998	2001	Sonora
Río Bravo II (Anáhuac)	Central Anáhuac, S.A. de C.V.	CC	569	1998	2002	Tamaulipas
Saltillo	Central Saltillo, S.A. de C.V.	CC	248	1999	2001	Coahuila
Bajío (El Sauz)	Energía Azteca VIII, S. de R.L. de C.V.	CC	597	1999	2002	Guanajuato
Tuxpan II	Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.	CC	536	1999	2001	Veracruz
Monterrey III	Iberdrola Energía de Monterrey, S.A. de C.V.	CC	530	1999	2002	Nuevo León
Campeche	Energía Campeche, S.A. de C.V.	CC	275	2000	2003	Campeche
Altamira II	Electricidad Águila de Altamira, S. de R.L. de C.V.	CC	565	2000	2002	Tamaulipas
Naco Nogales	Fuerza y Energía de Naco-Nogales, S.A. de C.V.	CC	289	2000	2003	Sonora
Mexicali	Energía Azteca X, S. de R.L. de C.V.	CC	597	2000	2003	Baja California
Tuxpan III y IV	Fuerza y Energía de Tuxpan, S.A. de C.V.	CC	1,120	2000	2003	Veracruz
Altamira III y IV	Iberdrola Energía Altamira, S.A. de C.V.	CC	1,154	2001	2003	Tamaulipas
Chihuahua III	Energía Chihuahua, S.A. de C.V.	CC	278	2001	2003	Chihuahua
Río Bravo III	Central Lomas de Real, S.A. de C.V.	CC	541	2001	2004	Tamaulipas
Río Bravo IV	Central Valle Hermoso, S.A. de C.V.	CC	547	2002	2005	Tamaulipas
La Laguna II	Iberdrola Energía La Laguna, S.A. de C.V.	CC	514	2002	2005	Durango
Altamira V	Iberdrola Energía del Golfo, S.A. de C.V.	CC	1,143	2003	2006	Tamaulipas
Valladolid III	Compañía de Generación Valladolid, S. de R.L. de C.V.	CC	563	2004	2006	Yucatán
Tuxpan V	Electricidad Sol de Tuxpan, S. de R.L. de C.V.	CC	548	2004	2006	Veracruz
Tamazunchale	Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A. de C.V.	CC	1,161	2004	2007	San Luis Potosí
Norte	Fuerza y Energía de Norte Durango, S.A. de C.V.	CC	547	2007	2010	Durango
Oaxaca I	Energías Ambientales de Oaxaca, S.A. de C.V.	EOL	102	2009	2012	Oaxaca
La Venta III	Energías Renovables Venta III, S.A. de C.V.	EOL	103	2009	2012	Oaxaca
Oaxaca II	CE Oaxaca Dos, S. de R.L. de C.V.	EOL	102	2010	2012	Oaxaca
Oaxaca IV	CE Oaxaca Cuatro, S. de R.L. de C.V.	EOL	102	2010	2012	Oaxaca
Oaxaca III	CE Oaxaca Tres, S. de R.L. de C.V.	EOL	102	2010	2012	Oaxaca
<b>Total</b>			<b>14,251</b>			

Nota: Solo se contemplan permisionarios en operación.  
Fuente: CFE

CUADRO 3 G GENERACIÓN BRUTA EN EL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DE CENTRAL, 2003-2013 (GWh)

Tecnología	Datos anuales											tmca
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Ciclo combinado	55,047.3	72,267.3	73,380.5	91,063.7	102,673.9	107,830.5	113,899.6	115,864.5	119,977.8	119,300.0	127,336.1	8.7
Termoeléctrica convencional	73,743.0	66,334.1	65,077.3	51,931.0	49,482.4	43,325.4	43,111.7	40,569.6	47,868.9	53,917.8	47,166.8	-4.4
Turbogás y combustión interna	7,683.6	3,381.3	2,137.8	2,377.0	3,804.7	4,036.3	4,975.7	4,638.3	5,256.8	7,416.1	5,340.9	-3.6
Hidroeléctrica	19,753.2	25,076.4	27,611.4	30,304.8	27,042.2	38,892.0	26,445.0	36,738.5	35,795.9	31,316.6	27,444.1	3.3
Carboeléctrica	16,681.2	17,883.3	18,380.3	17,931.2	18,100.7	17,789.1	16,886.2	21,414.3	22,007.6	22,743.6	20,857.0	2.3
Nucleoeléctrica	10,501.5	9,193.9	10,804.9	10,866.2	10,420.7	9,804.0	10,501.1	5,879.2	10,089.2	8,769.6	11,799.9	1.2
Dual	13,858.7	7,915.3	14,275.1	13,875.2	13,375.0	6,883.3	12,298.6	10,648.5	11,546.7	11,214.5	10,771.1	-2.5
Geotermoeeléctrica	6,281.7	6,576.8	7,298.5	6,685.4	7,403.9	7,055.8	6,739.7	6,618.5	6,506.6	5,816.7	6,069.7	-0.3
Eoloeeléctrica	5.4	6.1	5.0	44.8	248.4	254.6	249.2	166.4	105.7	1,397.6	1,813.9	79.0
Solar Fotovoltaica										2.1	13.1	n.a.
<b>Total</b>	<b>203,555.5</b>	<b>208,634.4</b>	<b>218,970.8</b>	<b>225,079.3</b>	<b>232,552.0</b>	<b>235,871.0</b>	<b>235,106.8</b>	<b>242,537.9</b>	<b>259,155.3</b>	<b>261,894.6</b>	<b>258,612.6</b>	<b>2.4</b>

tmca = tasa media de crecimiento anual para el periodo 2003-2013  
Fuente: CFE

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 3 H LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y BAJA TENSIÓN, 2003-2013**  
 (Kilómetros)

	Datos anuales											tmca (%)
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
SEN	727,075	746,911	759,552	773,059	786,151	803,712	812,282	824,065	845,201	853,490	864,862	1.8
CFE1	658,067	676,690	688,420	700,676	712,790	729,299	737,869	748,399	758,758	766,575	776,373	1.7
400 kV	15,999	17,831	18,144	19,265	19,855	20,364	20,900	22,272	22,880	23,627	23,636	4.0
230 kV	24,776	25,886	27,147	27,745	28,164	28,092	27,801	27,317	26,867	26,682	26,998	0.9
161 kV	470	486	475	475	547	547	549	549	549	549	550	1.6
138 kV	1,340	1,358	1,369	1,398	1,418	1,439	1,470	1,477	1,485	1,485	1,503	1.2
115 kV	38,773	40,176	40,847	42,177	43,292	42,701	42,295	42,358	43,821	43,614	45,231	1.6
85 kV	140	140	141	141	141	77	77	83	201	143	142	0.1
69 kV	3,364	3,245	3,241	3,157	3,067	3,066	2,995	2,982	2,946	2,921	2,948	-1.3
34.5 kV	63,654	64,768	66,287	67,400	69,300	70,448	71,778	72,808	73,987	75,184	76,185	1.8
23 kV	26,366	27,435	27,940	28,568	29,095	29,841	30,694	31,161	31,665	32,137	32,624	2.2
13.8 kV	257,462	264,595	269,390	273,249	278,119	286,306	289,090	293,323	296,984	300,427	304,152	1.7
6.6 kV1	576	506	489	466	477	482	218	221	221	209	209	-9.6
Baja tensión	225,147	230,264	232,950	236,635	239,315	245,936	250,003	253,848	257,152	259,599	262,195	1.5
Ex. Ly FC	69,008	70,221	71,132	72,383	73,361	74,413	74,413	75,666	86,443	86,915	88,489	2.5
Líneas subterráneas	10,946	12,443	14,447	16,626	19,031	20,271	22,238	24,144	26,754	n.d	n.d	

1 Incluye líneas de 4.16 kV y 2.4 kV

tmca = tasa media de crecimiento anual para el periodo 2003-2013

Fuente: CFE

**CUADRO 3 | BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2003-2013**  
(GWh)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	tmca (%)
Generación total	210,154	217,793	228,270	235,471	243,522	247,369	246,838	256,402	272,901	278,086	278,596	2.9
Servicio Público Nacional	203,555	208,634	218,971	225,079	232,552	235,871	235,107	242,538	259,155	261,895	258,613	2.4
Termoeléctrica convencional	73,743	66,334	65,077	51,931	49,482	43,325	43,112	40,570	47,869	53,918	47,167	-4.4
Dual	13,859	7,915	14,275	13,875	13,375	6,883	12,299	10,649	11,547	11,214	10,771	-2.5
Ciclo combinado	55,047	72,267	73,381	91,064	102,674	107,830	113,900	115,865	119,978	119,300	127,336	8.7
Turbogás <sup>1</sup>	6,933	2,772	1,358	1,523	2,666	2,802	3,735	3,396	4,126	6,266	3,842	-5.7
Combustión interna <sup>1</sup>	751	610	780	854	1,139	1,234	1,241	1,242	1,131	1,150	1,499	7.2
Hidroeléctrica	19,753	25,076	27,611	30,305	27,042	38,892	26,445	36,738	35,796	31,317	27,444	3.3
Carboeléctrica	16,681	17,883	18,380	17,931	18,101	17,789	16,886	21,414	22,008	22,744	20,857	2.3
Nucleoeléctrica	10,502	9,194	10,805	10,866	10,421	9,804	10,501	5,879	10,089	8,770	11,800	1.2
Geotermoeléctrica	6,282	6,577	7,299	6,685	7,404	7,056	6,740	6,618	6,507	5,817	6,070	-0.3
Eololéctrica	5	6	5	45	248	255	249	166	106	1,398	1,814	80.3
Solar fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	13	n.a.
Importación	71	47	87	523	277	351	346	397	596	2,166	1,210	32.8
Servicio por particulares	6,528	9,112	9,212	9,869	10,693	11,147	11,386	13,467	13,150	14,025	18,774	11.1
Autoabastecimiento, cogeneración y excedentes <sup>2, 3, 4 y 5</sup>	6,528	9,112	9,212	9,869	10,693	11,147	11,386	13,467	13,150	14,025	18,774	11.1
<b>Usos y ventas totales</b>	<b>210,154</b>	<b>217,792</b>	<b>228,270</b>	<b>235,471</b>	<b>243,522</b>	<b>247,369</b>	<b>246,838</b>	<b>256,402</b>	<b>272,902</b>	<b>278,086</b>	<b>278,596</b>	<b>2.9</b>
Ventas nacionales sin exportación	160,384	163,509	169,757	175,371	180,469	183,913	182,518	187,814	202,226	207,711	207,380	2.6
Sector industrial	94,228	96,612	99,720	103,153	106,633	107,651	102,721	109,015	116,984	121,735	120,892	2.5
Sector residencial	39,861	40,733	42,531	44,452	45,835	47,451	49,213	49,407	52,512	52,771	53,094	2.9
Sector comercial	12,808	12,908	12,989	13,210	13,388	13,627	13,483	13,069	13,668	14,001	13,826	0.8
Sector agrícola	7,338	6,968	8,067	7,959	7,804	8,109	9,299	8,600	10,973	10,816	10,282	3.4
Sector servicios	6,149	6,288	6,450	6,596	6,809	7,074	7,803	7,723	8,089	8,388	9,285	4.2
Exportación <sup>6</sup>	953	1,006	1,291	1,299	1,451	1,452	1,249	1,349	1,292	1,117	1,240	2.7
Pérdidas	33,084	34,901	37,418	39,600	40,504	41,409	42,452	44,252	45,602	44,050	42,520	2.5
Usos propios de generación, transmisión y distribución <sup>7</sup>	10,559	10,514	11,139	10,264	11,252	10,763	10,833	11,088	11,909	12,924	12,007	1.3
Autoabastecimiento a cargas remotas <sup>8</sup>	5,174	7,862	8,665	8,937	9,846	9,832	9,786	11,899	11,871	12,283	15,449	11.6

1 Incluye unidades fijas y móviles.

2 En 2010 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de la central CC Norte Durango (PIE).

3 En 2011 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de las centrales Oaxaca II y Oaxaca III (PIE).

4 En 2012 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de las centrales eololéctricas Oaxaca I, II III y IV, así como La Venta III (PIE).

5 En 2013 incluye la energía entregada durante la fase de pruebas de la central CC Norte II (PIE) y contrato de capacidad con Mexicali (PIE).

6 Incluye porteo a exportación.

7 Incluye ajuste estadístico.

8 En los datos de 2004 y 2005 se incluye el porteo para exportación.

tmca = tasa media de crecimiento anual para el periodo 2003-2013

Fuente: CFE



**CUADRO 4 A CRECIMIENTO ANUAL DEL PIB EN 2003-2012**  
(Porcentaje)

Año	tca1 (%)	
2003	1.4	
2004	4.1	
2005	3.2	
2006	5.2	
2007	3.3	
2008	1.2	
2009	-6.0	
2010	5.3	<sup>2</sup>
2011	3.9	<sup>2</sup>
2012	3.9	

1 Tasa de crecimiento anual

2 Datos revisados con la nueva base INEGI

Fuente: INEGI

**CUADRO 4 B CRECIMIENTO REAL DE LAS VENTAS MÁS PROYECTOS POR PARTICULARES, 2003-2012**  
(Porcentaje)

Año	(V + A) <sup>1</sup>
	tca2 (%)
2003	2.6
2004	3.9
2005	4.0
2006	3.2
2007	3.1
2008	2.1
2009	-0.8
2010	3.7
2011	7.2
2012	2.1

1 Ventas más Autoabastecimiento

2 Tasa de crecimiento anual

Fuente: CFE

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 4 C PROYECCIÓN DE LAS VENTAS MÁS PROYECTOS POR PARTICULARES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. ESCENARIO DE PLANEACIÓN**  
(TWh)

Sector	1.-Ventas mas autoabastecimiento	2.-Ahorro PRONASE	3.-Diferencia (1-2)	4.-Recuperación de pérdidas no-técnicas	5.-Ventas más autoabastecimiento (3+4)	6.-Consumo autoabastecido	7.-Ventas del servicio público (5-6)
2012	236.6	1.7	235.0	0.9	235.8	26.4	209.4
2013	238.9	2.5	236.5	1.2	237.6	29.0	208.6
2014	249.4	5.3	244.1	2.4	246.5	37.4	209.0
2015	261.1	9.8	251.3	3.7	255.0	41.4	213.6
2016	273.8	14.5	259.3	5.0	264.3	46.1	218.3
2017	287.2	20.5	266.7	6.4	273.1	54.4	218.7
2018	302.1	22.5	279.7	8.1	287.7	60.9	226.8
2019	317.2	24.4	292.8	10.0	302.8	63.0	239.9
2020	332.7	26.4	306.4	12.1	318.5	64.0	254.5
2021	348.8	28.3	320.5	14.4	334.9	64.5	270.4
2022	365.5	30.3	335.3	16.8	352.1	65.6	286.5
2023	382.8	32.2	350.7	19.5	370.1	66.3	303.9
2024	401.1	34.1	367.0	22.4	389.4	66.8	322.6
2025	420.1	35.8	384.3	23.4	407.8	67.9	339.9
2026	440.1	37.5	402.6	24.6	427.2	68.4	358.8
2027	461.1	39.2	422.0	25.8	447.8	69.1	378.6
2028	483.2	40.9	442.3	27.0	469.4	70.0	399.4
<b>tmca 2013-2028</b>	<b>4.6%</b>	<b>22.1%</b>	<b>4.0%</b>	<b>24.1%</b>	<b>4.4%</b>	<b>6.3%</b>	<b>4.1%</b>

Tasa media de crecimiento anual referida a 2012

Fuente: CFE

**CUADRO 4 D CRECIMIENTO MEDIO ANUAL DE VENTAS MÁS PROYECTOS POR PARTICULARES DE ELECTRICIDAD**  
(Variación anual)

	2002-2012 tmca	2013-2028 tmca
Ventas más autoabastecimiento	3.0%	4.4%
Consumo Autoabastecido	7.4%	6.3%
Ventas del Servicio Público	2.6%	4.2%
Desarrollo Normal	2.6%	3.9%
Residencial	2.9%	3.8%
Comercial	1.3%	4.1%
Servicios	3.1%	4.1%
Agrícola	3.4%	1.2%
Industrial	2.5%	4.5%
Empresa Mediana	3.1%	4.5%
Gran Industria	1.5%	4.5%

Fuente: CFE

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 4 E CONSUMO BRUTO DEL SEN<sup>1/</sup>**  
 (GWh)

	Central	Oriental 2/	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste 2/	Baja california 2/	Baja California Sur	Peninsular 2/	Pequeños Sistemas 4/	SEN	SIN
2003	46,004	34,082	43,789	13,984	16,613	35,968	10,607	1,238	6,802	103	209,190	197,242
2004	47,255	34,634	45,177	14,609	17,192	37,279	11,022	1,333	7,252	108	215,861	203,398
2005	49,129	36,209	47,734	15,506	18,245	38,630	11,503	1,453	7,468	111	225,988	212,921
2006	50,523	37,454	49,239	15,966	18,743	40,221	12,160	1,605	7,927	119	233,957	220,073
2007	51,953	38,324	51,603	16,616	19,408	41,081	12,483	1,722	8,574	132	241,896	227,559
2008	52,430	39,109	52,405	16,690	19,338	41,828	12,615	1,933	9,097	148	245,594	230,898
2009	52,158	39,118	52,179	16,997	19,428	41,497	12,084	1,989	9,426	147	245,023	230,804
2010	54,227	40,447	55,602	17,339	20,395	43,452	11,821	2,016	9,360	150	254,808	240,821
2011	55,108	42,952	60,066	19,251	22,109	47,398	12,026	2,165	9,898	151	271,124	256,782
2012	54,866	44,066	61,665	20,097	22,480	47,781	12,664	2,209	10,169	154	276,151	261,124
2013	54,219	44,257	61,918	20,407	22,732	48,089	12,958	2,269	10,561	152	277,562	262,184
2014	55,434	44,968	62,377	21,658	23,046	50,056	13,312	2,369	11,001	159	284,382	268,542
2015	56,782	45,773	63,293	23,142	23,543	51,608	13,667	2,488	11,453	184	291,931	275,593
2016	57,785	46,283	63,849	24,254	23,844	52,680	14,029	2,617	11,948	194	297,484	280,643
2017	58,476	46,944	64,324	24,911	23,972	54,378	14,498	2,760	12,486	200	302,948	285,491
2018	60,703	49,087	67,165	26,313	24,881	57,557	15,218	2,924	13,242	208	317,298	298,948
2019	62,761	51,181	69,926	27,689	25,756	60,111	15,959	3,118	14,025	216	330,742	311,449
2020	65,055	53,799	73,137	29,158	26,697	63,004	16,684	3,357	14,858	224	345,973	325,708
2021	67,413	56,222	76,494	30,728	27,707	66,037	17,387	3,603	15,756	234	361,582	340,358
2022	70,087	58,770	79,806	32,343	28,723	69,018	18,145	3,864	16,669	244	377,670	355,417
2023	72,741	61,399	83,539	33,979	29,802	72,230	18,986	4,150	17,644	254	394,725	371,334
2024	75,515	64,163	87,557	35,728	30,940	76,215	19,881	4,448	18,679	266	413,393	388,798
2025	78,920	67,359	92,278	37,617	32,186	80,217	20,824	4,781	19,860	279	434,320	408,436
2026	82,584	70,853	97,151	39,633	33,512	84,024	21,835	5,175	21,071	292	456,130	428,828
2027	86,383	74,538	102,410	41,687	34,879	87,984	22,927	5,613	22,366	306	479,093	450,247
2028	90,396	78,324	107,691	43,856	36,354	92,117	24,086	6,087	23,716	320	502,947	472,453
tmca 2003-2012	1.98	2.90	3.88	4.11	3.42	3.21	1.99	6.65	4.57	4.57	3.13	3.17
tmca 2013-2028	3.47	3.88	3.76	5.23	3.18	4.43	4.22	6.80	5.54	5.09	4.04	4.00

Fuente: CFE

1/ Incluye ventas más Proyectos por particulares remoto, ahorros de energía, ventas asociadas a la reducción de pérdidas no-técnicas, pérdidas y usos propios CFE

2/ Incluye exportación

3/ BCS solamente sistema La Paz

4/ Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

## PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2014-2028

**CUADRO 4 F PÉRDIDAS TOTALES POR ÁREA DEL SEN**  
(GWh)

Año	Central	Oriental <sup>1</sup>	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste <sup>1</sup>	Baja California <sup>1</sup>	Baja California Sur <sup>2</sup>	Peninsular <sup>1</sup>	Pequeños sistemas <sup>3</sup>	SEN	
											GWh	%
2013	14,570	6,782	8,629	2,149	3,213	4,545	1,093	170	1,318	14	42,483	15.9%
2014	14,022	6,668	8,436	2,246	3,177	4,615	1,114	177	1,338	15	41,809	15.3%
2015	13,413	6,568	8,289	2,357	3,166	4,626	1,133	186	1,359	17	41,114	14.6%
2016	12,644	6,414	8,074	2,427	3,125	4,580	1,153	196	1,384	18	40,015	13.9%
2017	11,777	6,272	7,853	2,467	3,067	4,597	1,180	207	1,407	18	38,844	13.2%
2018	11,144	6,328	7,884	2,558	3,103	4,738	1,231	222	1,449	19	38,676	12.6%
2019	10,490	6,172	7,755	2,605	3,014	4,899	1,281	238	1,464	19	37,937	11.8%
2020	9,778	6,040	7,626	2,651	2,920	5,075	1,329	256	1,475	19	37,169	11.0%
2021	8,998	5,840	7,483	2,696	2,818	5,252	1,378	275	1,482	20	36,240	10.3%
2022	8,134	5,599	7,301	2,734	2,703	5,427	1,428	296	1,484	20	35,125	9.5%
2023	7,179	5,318	7,081	2,763	2,571	5,605	1,482	318	1,481	20	33,818	8.8%
2024	6,126	4,995	6,825	2,789	2,427	5,791	1,539	341	1,473	21	32,326	8.0%
2025	6,405	5,250	7,183	2,936	2,527	6,072	1,613	368	1,562	22	33,938	8.0%
2026	6,700	5,520	7,556	3,091	2,632	6,371	1,693	399	1,656	23	35,641	8.0%
2027	7,013	5,805	7,952	3,254	2,743	6,684	1,777	433	1,756	24	37,442	8.0%
2028	7,341	6,105	8,369	3,426	2,860	7,010	1,868	469	1,862	25	39,335	8.0%

1 Incluye exportación

2 BCS solamente sistema La Paz

3 Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Fuente: CFE

**CUADRO 4 G VENTAS DE ENERGÍA ASOCIADA A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO-TÉCNICAS DEL SEN**  
(GWh)

Año	Central	Oriental <sup>1</sup>	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste <sup>1</sup>	Baja California <sup>1</sup>	Baja California Sur <sup>2</sup>	Peninsular <sup>1</sup>	Pequeños sistemas <sup>3</sup>	SEN
2013	671	133	106	36	61	114	8	0.0	33	0.1	1,161
2014	1,385	270	214	76	123	239	17	0.0	69	0.2	2,394
2015	2,143	413	329	122	188	370	26	0.0	108	0.3	3,701
2016	2,923	558	445	171	255	503	36	0.0	151	0.4	5,043
2017	3,721	709	565	222	321	650	46	0.0	198	0.5	6,433
2018	4,659	894	712	282	401	830	58	0.0	253	0.7	8,089
2019	5,603	1,202	902	381	570	932	71	0.0	335	1.0	9,999
2020	6,627	1,552	1,112	491	753	1,045	85	0.0	426	1.5	12,093
2021	7,738	1,928	1,343	612	950	1,165	100	0.0	527	1.9	14,366
2022	8,937	2,337	1,594	744	1,162	1,293	117	0.0	639	2.4	16,825
2023	10,231	2,781	1,868	886	1,389	1,430	134	0.0	762	2.9	19,484
2024	11,631	3,266	2,166	1,042	1,633	1,578	154	0.0	898	3.5	22,371
2025	12,160	3,432	2,279	1,097	1,701	1,655	161	0.0	952	3.7	23,441
2026	12,721	3,609	2,398	1,155	1,772	1,736	169	0.0	1,009	3.8	24,572
2027	13,315	3,795	2,523	1,216	1,847	1,822	177	0.0	1,070	4.0	25,769
2028	13,937	3,991	2,656	1,281	1,925	1,911	186	0.0	1,135	4.2	27,025

1 Incluye exportación

2 BCS solamente sistema La Paz

3 Pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional

Fuente: CFE



## ANEXO 3. GLOSARIO

<b>Adiciones de capacidad por modernización</b>	Capacidad adicional que se obtiene en una central existente mediante mejoras en los procesos de generación o mediante la incorporación de adelantos tecnológicos.
<b>Adiciones de capacidad por rehabilitación</b>	Capacidad que podrá recuperarse mediante programas de reparación o sustitución de los componentes dañados en centrales cuya capacidad se ha degradado.
<b>Arrendamiento</b>	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 periodo determinado
<b>Autoabastecimiento</b>	Es el suministro de los requerimientos de energía eléctrica de los miembros de una sociedad de particulares mediante una central generadora propia. Como modalidad definida por la CRE se entiende como: la generación de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía se destine a satisfacer las necesidades de personas físicas o morales y no resulte inconveniente para el país.
<b>Autoabastecimiento remoto</b>	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
<b>Bases del Mercado Eléctrico</b>	Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista incluyendo las subastas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica
<b>Capacidad</b>	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.
<b>Capacidad adicional no comprometida</b>	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.
<b>Capacidad adicional total</b>	Suma de la capacidad comprometida y de la capacidad adicional no comprometida.

<b>Capacidad bruta</b>	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>Central Eléctrica</b>	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
<b>Central Eléctrica Legada</b>	Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica:  a) es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación, o b) cuya construcción y entrega se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.

<b>Central Externa Legada</b>	<p>Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica:</p> <p>a) se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o</p> <p>b) cuya construcción y operación se haya incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.</p>
<b>Centro de carga</b>	<p>Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten que un usuario Final se suministre de energía eléctrica.</p>
<b>Certificado de Emisiones Contaminantes</b>	<p>Título emitido por la CRE para su venta en el Mercado Eléctrico Mayorista y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios relativos al monto de gases de efecto invernadero emitido por las Centrales Eléctricas.</p>
<b>Certificado de Energías Limpias</b>	<p>Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de fuentes renovables o tecnologías limpias y que sirve para cumplir los requisitos obligatorios asociados al consumo de los Centros de Carga</p>
<b>Cogeneración</b>	<p>Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente, etc.). Como modalidad, es la producción de energía eléctrica en conjunto con vapor y/o energía térmica secundaria de otro tipo. Puede ser la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica residual de procesos que utilizan combustibles, o viceversa.</p>
<b>Comercializador</b>	<p>Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.</p>
<b>Confiabilidad</b>	<p>Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE.</p>

<b>Continuidad</b>	Satisfacción de la demanda eléctrica de los Usuarios Finales con una frecuencia de interrupciones menor a la establecida en los criterios respectivos que emita la CRE.
<b>Contrato de Cobertura Eléctrica</b>	Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos, que serán efectuados en una hora o fecha futura y determinada
<b>Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional</b>	<p>La emisión de instrucciones relativas a:</p> <p>a) la asignación y despacho de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable;</p> <p>b) la operación de la Red Nacional de Transmisión que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, y</p> <p>c) la operación de las Redes Generales de Distribución que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista</p>
<b>Consumo</b>	Energía entregada a los usuarios con recursos de generación del servicio público, (CFE, LFC y PIE), proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, y a través de contratos de importación.
<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 Controlable</b>	Demanda de energía eléctrica que los Usuarios Finales ofrecen reducir conforme a las Reglas del Mercado.

<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>Derechos Financieros de Transmisión</b>	El derecho y la obligación correlativa de recibir o pagar la diferencia que resulte de los componentes de congestiónamiento de los Precios Marginales Locales en dos nodos del Sistema Eléctrico Nacional. Para los efectos de documentar los Derechos Financieros de Transmisión, los estados de cuenta que emita el CENACE serán títulos ejecutivos.
<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 almacenada</b>	Energía potencial susceptible de convertirse a energía eléctrica en una central hidroeléctrica, en función del volumen útil de agua almacenado y del consumo específico para la conversión de energía.
<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>Energía solar fotovoltaica</b>	La energía solar fotovoltaica se define a partir del “efecto fotovoltaico”, que ocurre cuando los fotones de la luz del sol excitan a niveles de energía más altos a los electrones “suelos” de los átomos del material semiconductor sobre el cual incide. Cuando esta propiedad de la luz es combinada con las propiedades de dichos materiales, los electrones fluyen a través de una interfaz y se crea una diferencia de potencial.

<b>Energía solar térmica</b>	La tecnología termosolar produce electricidad concentrando la radiación solar para calentar y producir vapor de agua y hacerlo pasar por una turbina de la misma forma que se realiza en una central termoeléctrica o de ciclo combinado.
<b>Exportación (modalidad)</b>	<p>Es la generación de energía eléctrica para destinarse al comercio exterior, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos.</p> <p>Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.</p>
<b>Factor de carga</b>	Es la relación entre la demanda media y el valor de la demanda máxima registrada en un periodo determinado. El factor de carga se acerca a la unidad a medida que la curva de carga es más plana. Recuérdese que si el factor de carga es cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los equipos.
<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 (CH <sub>4</sub> ), 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>Importación (modalidad)</b>	Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.
<b>Indisponibilidad</b>	Estado donde la unidad generadora está 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 está 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 unidad generadora, por la ocurrencia de fallas en los equipos de la central.
<b>Indisponibilidad por mantenimiento</b>	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
<b>Margen de reserva</b>	Diferencia entre la capacidad efectiva y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima.
<b>Margen de reserva operativo</b>	Diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima coincidente de un sistema eléctrico, expresada como porcentaje de la demanda máxima. 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.

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

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

En 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 valores 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 las dos unidades mayores.

<b>Megawatt (MW)</b>	Unidad de potencia igual a 1,000,000 de Watts
<b>Megawatt hora (MWh)</b>	Unidad de energía. En electricidad es la energía consumida por una carga de un MW durante una hora.
<b>Pequeña producción</b>	Es la generación de energía eléctrica destinada a: La venta a CFE en su totalidad, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor que 30 MW en un área determinada, o al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, o a la exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.
<b>Pérdidas</b>	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.
<b>Permisionario</b>	Los titulares de permisos de generación, exportación o importación de energía eléctrica.
<b>Producción independiente</b>	Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor que 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o -previo permiso de la Secretaría de Energía en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica-, a la exportación.
<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>Proyectos por Particulares</b>	Sustituye a la figura de permisionarios a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica.
<b>Red</b>	Conjunto de elementos de transmisión, transformación y compensación, interconectados para el transporte de energía
<b>Sector eléctrico (SE)</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 Nacional (SEN)</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 Interconectado Nacional (SIN)</b>	Sistemas eléctricos regionales que comparten a través de sus enlaces sus recursos de capacidad y funcionamiento económico, confiable y eficiente en su conjunto
<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. Es una medida de la redundancia del sistema.
<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>	Empresa encargada del suministro de energía eléctrica en México. Comisión Federal de Electricidad
<b>Voltaje</b>	Potencial electromotriz entre dos puntos medido en voltios.



## ANEXO 4. ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SIGLAS

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor
AIE	Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA)
APF	Administración Pública Federal
AT	Alta tensión
BP	British Petroleum
BWR	Boiling Water Reactor
CAR	Carboeléctrica
CAC	Capacidad de plantas de autoabastecimiento y cogeneración
CAT	Construcción Arrendamiento-Transferencia
CC	Ciclo combinado
Cenace	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CI	Combustión Interna
CNA	Comisión Nacional del Agua
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
Conuee	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
Conapo	Consejo Nacional de Población
COPAR	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Capacidad de plantas para el servicio público
CTCP	Costo Total de Corto Plazo
DAC	Tarifa Doméstica de Alto Consumo
DAL	Demanda autoabastecida de forma local
DAR	Demanda autoabastecida de forma remota
DOE	Departamento de Energía (Department of Energy)
DOF	Diario Oficial de la Federación



DSP	Demanda de usuarios del servicio público
EDF	Électricité de France
EIA	Energy Information Administration
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación
EOL	Eoloeléctrica
EPE	El Paso Electric Company
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUA	Estados Unidos de América
FBR	Fast Breeder Reactor
Fide	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GCR	Gas Cooled Reactor
GEO	Geotermoeléctrica
GNL	Gas Natural Licuado
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
HID	Hidroeléctrica
IAEA	International Atomic Energy Agency
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
km-c	Kilómetro-circuito
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LWGR	Light Water Graphite Reactor
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MR	Margen de Reserva



MRO	Margen de Reserva Operativo
MT	Media tensión
MVA	Megavolt ampere
MW	Megawatt
MWe	Megawatt eléctrico
MWh	Megawatt-hora
n.d.	No disponible
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGL	Nueva Generación Limpia
NOM	Norma Oficial Mexicana
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NTG	Nuevas Tecnologías de Generación
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPF	Obra Pública Financiada
Pronase	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
Pemex	Petróleos Mexicanos
PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor Independiente de Energía
PRC	Programa de Requerimientos de Capacidad
PRIS	Power Reactor Information System
PWR	Pressurized Water Reactor
R/P	Relación reservas-producción
SE	Secretaría de Economía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía



SERC	Southeastern Electric Reliability Council
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPP	Southwest Power Pool
SOx	Óxidos de azufre
TA	Temporada Abierta
TC	Termoeléctrica Convencional
TG	Turbogás
TGM	Turbogás Móvil
Tmca	Tasa media de crecimiento compuesto anual
TWh	Terawatt-hora
VFT	Variable Frequency Transformer
WECC	Western Electricity Coordinating Council



## REFERENCIAS

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión 2013. (COPAR - generación), Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2013.

Catálogo de Unidades Generadoras en Operación, 2013, Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2013.

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2014-2028, Comisión Federal de Electricidad, México D.F., 2014.

International Energy Outlook 2014, Office of Integrated Analysis and Forecasting. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2014.

International Energy Statistics, Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2014.

Electricity Information 2014, Energy Balances of OECD Countries 2014, Energy Balance of Non-OECD Countries 2014, International Energy Agency (IEA), Paris Cedex 15-France, 2014.

World Economic Outlook, 2013, Fondo Monetario Internacional FMI, Washington, D.C. 2013.

Power Reactor Information System (PRIS), International Atomic Energy Agency (IAEA), Viena, Austria. 2014.

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

<a href="http://www.energia.gob.mx">http://www.energia.gob.mx</a>	Secretaría de Energía
<a href="http://www.cfe.gob.mx">http://www.cfe.gob.mx</a>	Comisión Federal de Electricidad
<a href="http://www.pemex.gob.mx">http://www.pemex.gob.mx</a>	Petróleos Mexicanos
<a href="http://www.conuee.gob.mx">http://www.conuee.gob.mx</a>	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
<a href="http://www.cre.gob.mx">http://www.cre.gob.mx</a>	Comisión Reguladora de Energía
<a href="http://www.fide.org.mx">http://www.fide.org.mx</a>	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica



<a href="http://www.iie.org.mx">http://www.iie.org.mx</a>	Instituto de Investigaciones Eléctricas
<a href="http://www.imp.mx">http://www.imp.mx</a>	Instituto Mexicano del Petróleo
<a href="http://www.inin.mx">http://www.inin.mx</a>	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares

**Direcciones electrónicas internacionales de interés general y específico:**

<a href="http://energy.gov">http://energy.gov</a>	U.S. Department of Energy
<a href="http://www.eia.gov">http://www.eia.gov</a>	U.S. Energy Information Administration
<a href="http://www.nrel.gov">http://www.nrel.gov</a>	National Renewable Energy Laboratory
<a href="http://www.ieej.or.jp/aperc">http://www.ieej.or.jp/aperc</a>	Asia Pacific Energy Research Centre
<a href="http://www.iea.org">http://www.iea.org</a>	International Energy Agency
<a href="http://www.iaea.org">http://www.iaea.org</a>	International Atomic Energy Agency
<a href="http://www.imf.org/external/index.htm">http://www.imf.org/external/index.htm</a>	Fondo Monetario Internacional
<a href="http://www.oecd.org">http://www.oecd.org</a>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
<a href="http://www.worldenergy.org">http://www.worldenergy.org</a>	Consejo Mundial de Energía
<a href="http://www.olade.org.ec/intro">http://www.olade.org.ec/intro</a>	Organización Latinoamericana de Energía
<a href="http://www.wwindea.org/home/index.php">http://www.wwindea.org/home/index.php</a>	World Wind Energy Association
<a href="http://www.gwec.net">http://www.gwec.net</a>	Global Wind Energy Council
<a href="http://www.geothermal-energy.org">http://www.geothermal-energy.org</a>	International Geothermal Association
<a href="http://www.solarpaces.org/inicio.php">http://www.solarpaces.org/inicio.php</a>	Solar Power and Chemical Energy Systems

**Notas aclaratorias:**

- La suma de los datos numéricos o porcentuales en el texto, cuadros, tablas, gráficas o figuras, podría no coincidir con exactitud con los totales, debido al redondeo de cifras.
- La información correspondiente al último año histórico está sujeta a revisiones posteriores.
- De manera análoga al caso de suma de cifras, el cálculo manual de tasas de crecimiento promedio anual podría no coincidir en forma precisa con los valores reportados debido al redondeo de cifras.
- En la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), las cifras reportadas bajo el concepto capacidad autorizada y capacidad en operación no necesariamente deben coincidir con las cifras reportadas bajo el concepto de capacidad neta contratada por CFE.



### Referencias para la recepción de comentarios

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

#### **Subsecretaría de Planeación y Transición Energética Secretaría de Energía**

Insurgentes Sur 890, piso 3, Col. del Valle

México D.F. 03100

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 1418

#### **Coordinación de la publicación: Dirección General de Planeación e Información Energéticas**

Tel: +(5255) 5000-6000 ext. 2477, 2217, 2097,2207

E-mail: [prospectivas@energia.gob.mx](mailto:prospectivas@energia.gob.mx)