

PROGRAMA DE AMPLIACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN (RGD)

Con la ampliación y modernización constante de la red de distribución es posible alcanzar el objetivo nacional de abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.

La ampliación y modernización de las RGD tiene importantes aspiraciones hacia el futuro:

- 1) Eficientar la actual infraestructura del servicio de distribución de energía eléctrica;
- 2) Incorporar un mayor número de usuarios para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la población y la planta productiva del país a través de un mejor acceso al suministro de energía, y
- 3) Utilizar e incorporar gradualmente productos y servicios de vanguardia tecnológica.

Para ello, se ha establecido el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución, el cual contempla acciones para incrementar la eficiencia de este servicio con estándares de seguridad, calidad y eficiencia.

Este Programa contempla acciones para atender la oferta y demanda existente; extender el servicio de distribución, e incorporar sistemas de vanguardia tecnológica para prestar el servicio de distribución de energía eléctrica:

Atender la oferta y demanda existente de distribución de energía eléctrica

Expandir la cobertura:

- Regularización de colonias,
- Instalación de acometidas y adquisición de nuevos medidores, y
- Proyecto de interconexión Isla de Holbox.

Modernizar la RGD:

- Acciones diversas para la reducción de pérdidas,

- Asegurar la confiabilidad de la RGD, y
- Modernización de la medición.

Reducir Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución 2015-2018:

- Instalación de medidores inteligentes y sustitución de equipos obsoletos mediante inversión financiada, y
- Fortalecimiento de acciones para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución.

Extender el servicio de distribución

Fomentar la generación distribuida:

- Estudiar la viabilidad para instalar granjas solares urbanas.
- Promover la electrificación rural.
- Instalación de plantas eléctricas solares.

Incorporar Sistemas de Vanguardia Tecnológica:

Implementación gradual de sistemas para la red eléctrica inteligente (REI).

7.1. Inversión esperada

El Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución es el resultado de los estudios de ingeniería de distribución realizados para satisfacer la demanda incremental cumpliendo con los criterios de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el suministro de energía eléctrica. Las inversiones para las redes de distribución generalmente se proponen para un horizonte de hasta 5 años, ya que es altamente dinámica y para plazos mayores disminuye el grado de certidumbre.

Inversiones

Para el periodo 2015-2019 se estima una inversión de 111,945 millones de pesos para proyectos de distribución (ver Tabla 7.1.1), asociados con metas físicas para la expansión y modernización de las RGD, las cuales se establecieron en función del crecimiento de usuarios y consumo de energía para el mismo periodo de planeación. Con la introducción de mejores tecnologías, y la consecuente eficiencia de las obras y

programas de la RGD, el monto de inversión se reducirá anualmente (ver Anexos, Tabla 7.1.2). Para 2015-2029 la inversión total en el Programa de Distribución será de 291,258 millones de pesos (ver Anexos, Tabla 7.1.3).

TABLA 7.1.1. INVERSIONES DE DISTRIBUCIÓN 2015 - 2019
(millones de pesos)

Concepto de inversión	Inversión					
	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Regularización de colonias	200	1,035	917	878	866	3,896
Acometidas y Medidores	2,680	1,627	1,633	1,710	2,230	9,880
Total Expansión	2,880	2,662	2,550	2,588	3,096	13,776
Reducción pérdidas (Presupuesto)	1,827	5,814	4,672	3,620	2,857	18,790
Confiabilidad	1,406	4,793	4,642	4,510	4,531	19,882
Paseo de la Reforma	501	287	0	0	0	788
Proyecto de Interconexión Isla de Holbox	0	71	150	0	0	221
Modernización de la medición	1,355	399	2,674	4,651	1,901	10,980
Red Inteligente (sistemas)	0	1,300	1,430	1,690	2,080	6,500
Equipamiento Operativo ^{1/}	433	1,740	1,610	1,485	1,568	6,836
Total Modernización	5,522	14,404	15,178	15,956	12,937	63,997
Demanda Incremental (Inv. Financiada)	752	2,335	2,650	7,576	0	13,313
Reducción pérdidas (Inv. Financiada)	0	4,492	10,627	2,805	2,935	20,859
Total Obra Financiada	752	6,827	13,277	10,381	2,935	34,172
Total	9,154	23,893	31,005	28,925	18,968	111,945

^{1/} Estos componentes corresponden a funciones de distribución y comercialización.

^{2/} Estos componentes corresponden a funciones de comercialización.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

7.2. Atender la oferta y demanda existente de distribución de energía eléctrica

Expandir la cobertura

La expansión de los sistemas de distribución consiste en el conjunto de inversiones óptimas para hacer frente al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y mantener operando los sistemas con criterios de rentabilidad, confiabilidad y seguridad.

Regularización de colonias

Una de las estrategias para la reducción de pérdidas de energía consiste en incorporar a la red existente aquellos usuarios que consumen energía eléctrica sin contrato de suministro.

Para este concepto se está considerando la ampliación de la red de distribución en las colonias que carecen de infraestructura eléctrica, pero que sus habitantes disponen de energía eléctrica al estar conectados de forma irregular a las instalaciones cercanas del distribuidor; justificándose esta inversión con la

rentabilidad de los proyectos - recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas (ver Tabla 7.2.1).

Instalación de acometidas y adquisición de nuevos medidores.

Este concepto considera la necesidades de inversión para la adquisición e instalación de acometidas y medidores para satisfacer el crecimiento normal de usuarios de energía eléctrica, los cuales se van incorporando anualmente a la red de distribución (ver Tabla 7.2.2).

Proyecto de interconexión Isla de Holbox

Este proyecto buscar funcionar como modelo para replicarse en otras partes del país, en donde se incorpore la mejor tecnología de generación e interconexión de energía eléctrica favorable al entorno de la zona.

Modernizar la RGD

La modernización de la infraestructura eléctrica está enfocada a operar, mantener y recuperar la vida útil de las RGD, al realizar acciones e inversiones para la reducción de pérdidas, la confiabilidad de la red y la modernización de la medición, que permitan cumplir este objetivo.

Acciones diversas para la reducción de pérdidas

Con la finalidad de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas a 10% en 2018, se han programado diversas acciones como: la construcción de redes de media tensión; recalibración de redes de media y alta tensión; compensación reactiva y cambio de tensión en circuitos las cuales incluyen las 16 divisiones de distribución (ver Tablas 7.2.3 y 7.2.4).

Asegurar la confiabilidad de la RGD

Para asegurar la habilidad del sistema de distribución para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de continuidad, suficiencia y seguridad de despacho, se requiere ejecutar las acciones tendientes a optimizar sus componentes, entre los que destacan obras para mejorar la capacidad de transformadores y los cambios de acometidas, además de otras acciones indicadas (Ver Tabla 7.2.5).

Modernización de la medición

La modernización del equipo de medición ofrece atributos adicionales como son la toma de lectura remota, lo que aseguraría una facturación correcta del servicio; desconexión y conexión remota sobre todo para aquellos usuarios de difícil acceso o medidores concentrados; monitoreo en línea para detectar robos de energía, detección de fraudes que tiendan a disminuir pérdidas, y permitan el monitoreo de voltaje y detección de los tiempos de interrupción en cada uno de los usuarios (ver Tabla 7.2.6).

TABLA 7.2.1. METAS FÍSICAS 2015–2019

Años	Clientes a Regularizar	Energía Recuperada (GWh)	Impacto al Indicador Nacional	Postes	Transformadores de Distribución		Línea de Media Tensión (km)
					Número	Capacidad Instalada (kVA)	
2015	42,253	29	0	5,431	1,378	45,771	571
2016	105,335	137	0	13,167	2,515	94,327	686
2017	93,326	121	0	11,666	2,229	83,573	608
2018	89,357	116	0	11,170	2,134	80,019	582
2019	88,136	115	0	11,017	2,105	78,925	574
Total	418,407	518	1	52,451	10,361	382,615	3,021

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.2. ALCANCES DEL PROYECTO 2016–2019

Año	2016	2017	2018	2019
Clientes a beneficiar				
Medidores por Incremento de usuarios	960,624	1,008,655	1,059,088	1,112,042
Medidores por mantenimiento a usuarios	1,071,191	2,477,849	1,511,686	1,416,954
Meta				
Total de medidores	2,031,815	3,486,504	2,570,774	2,528,996
Clientes a beneficiar	0	0	0	0
Incremento de usuarios	960,624	1,008,655	1,059,088	1,112,042
Mantenimiento a usuarios	5,553,683	5,243,970	7,932,914	7,364,208
Meta				
Total de acometidas de más de 30 años	6,514,307	6,252,625	8,992,002	8,476,250

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.3. ACCIONES PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS EN EL PERIODO 2015-2019

División	Número de Proyectos	Número de mejoras a redes de distribución	Construcción de redes de media tensión (km)	Recalibración de redes de media y alta tensión (km)	Compensación reactiva (kvar)	Cambio de tensión (Circuitos)
Baja California	211	364	155	310	31,500	2
Noroeste	118	2,032	271	133	0	0
Norte	122	3,861	536	884	6,666	0
Golfo Norte	39	5,057	390	178	0	0
Golfo Centro	55	115	300	318	0	0
Bajío	46	2,487	795	189	0	0
Jalisco	193	329	427	263	27,300	2
Centro Occidente	75	894	635	368	24,000	0
Centro Sur	25	7,523	335	90	0	9
Centro Oriente	59	7,475	874	293	0	0
Oriente	444	2,739	813	916	18,600	0
Sureste	160	3,289	330	976	20,400	5
Peninsular	352		388	880	9,471	2

División	Número de Proyectos	Número de mejoras a redes de distribución	Construcción de redes de media tensión (km)	Recalibración de redes de media y alta tensión (km)	Compensación reactiva (kvar)	Cambio de tensión (Circuitos)
		1,754				
Valle de México Norte	24	8,304	189	522	0	0
Valle de México Centro	34	4,685	435	135	24,600	0
Valle de México Sur	16	5,478	190	140	3,444	-
Total	1,973	56,386	7,064	6,594	165,981	20

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.4. EQUIPOS DE MEDICIÓN TIPO AMI PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS 2015-2019

Divisiones	Medidores					Total
	2015	2016	2017	2018	2019	
Baja California	27,999	30,799	33,879	37,267	40,993	170,937
Noroeste	29,854	32,839	36,123	39,736	43,709	182,261
Norte	14,652	16,117	17,729	19,502	21,452	89,452
Golfo Norte	27,505	30,256	33,281	36,609	40,270	167,921
Centro Occidente	13,750	15,125	16,638	18,301	20,131	83,945
Centro Sur	8,205	9,026	9,928	10,921	12,013	50,093
Oriente	9,036	9,940	10,934	12,027	13,230	55,167
Sureste	8,723	9,595	10,555	11,610	12,771	53,254
Bajío	17,405	19,146	21,060	23,166	25,483	106,260
Golfo Centro	10,272	11,299	12,429	13,672	15,039	62,711
Centro Oriente	11,998	13,198	14,518	15,969	17,566	73,249
Peninsular	14,151	15,566	17,123	18,835	20,718	86,393
Jalisco	7,689	8,458	9,304	10,234	11,257	46,942
Valle de México Norte	8,291	9,120	10,032	11,035	12,139	50,617

Divisiones	Medidores					Total
	2015	2016	2017	2018	2019	
Valle de México Centro	75,580	83,138	91,452	100,597	110,657	461,424
Valle de México Sur	7,870	8,657	9,523	10,475	11,522	48,047
Medidores por año	292,980	322,279	354,508	389,956	428,950	1,788,673
Inversión^{1/}	980	1,078	1,186	1,305	1,435	5,984

^{1/} Millones de pesos.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.5. ACCIONES PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LA RED 2015–2019

Componentes	2015	2016	2017	2018	2019	Total
Kilómetros de Línea	3,229	4,082	4,315	4,188	4,210	20,024
Capacidad de Transformadores (kVA)	50,621	64,012	67,640	65,700	66,090	314,063
Compensación (kvar)	14,550	18,400	19,440	18,880	18,900	90,170
Cambio de Acometidas	36,478	46,125	48,750	47,340	47,540	226,233
Equipo Telecontrolado	329	415	440	420	425	2,029
Seccionadores	263	336	349	348	345	1,641
Restauradores	573	125	764	739	740	2,941
Mejoras Globales	1,361	1,720	1,820	1,740	1,750	8,391

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.6. PROGRAMA DE MODERNIZACIÓN DE LA MEDICIÓN 2016–2019

Años	Unidad	2016	2017	2018	2019	Total
Mediciones modernizadas	Millones	0.35	2.36	4.11	1.68	8.5
Reducción de pérdidas unitario	kWh	168	168	168	168	168
Balance Económico	Inversión (MDP ^{1/})	399	2,674	4,651	1,901	9,625
	Beneficio anual (MDP ^{1/})	90	605	1,053	430	2,179
	Retorno de la inversión	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42
Reducción de pérdidas (GWh)	No Técnicas	58	386	672	274	1,390
	Técnicas	2	11	20	8	41
	Total anual	59	397	691	283	1,431
	Total Acumulada	59	457	1,148	1,431	0
Impacto en el indicador	Anual	0.00%	0.10%	0.20%	0.10%	0
	Acumulada	0.00%	0.20%	0.40%	0.50%	0

^{1/} MDP: Millones de pesos.

Nota: El inicio de este proyecto está planeado en 2016, por lo que no hay datos que mostrar para 2015.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

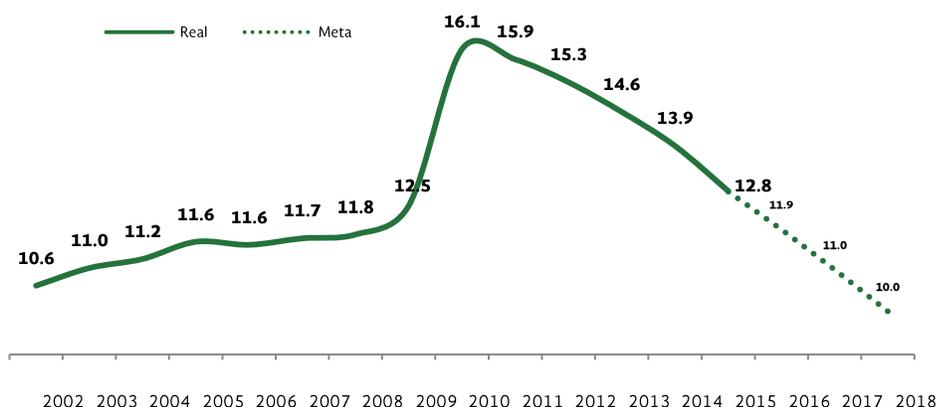
Reducir Pérdidas de Energía Eléctrica en Distribución 2015–2018

Evolución de las pérdidas de energía de distribución

La evolución de las pérdidas ha registrado una disminución significativa en últimos años, lo anterior debido a la incorporación de los usuarios de la extinta Luz y Fuerza del Centro (ver Gráfico 7.2.1 y Tabla 7.2.7).

GRÁFICO 7.2.1. EVOLUCIÓN Y META DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2002-2018

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.2.7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN 2000–2014.

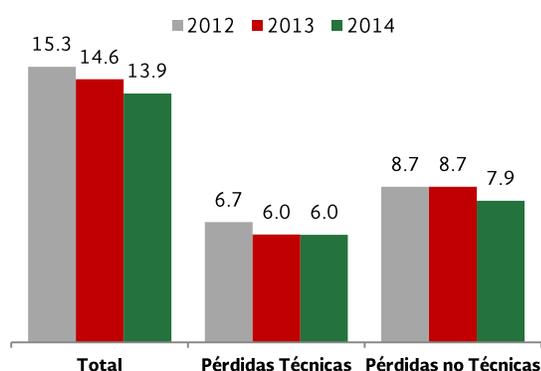
Año	Recibida (GWh)	Entregada (GWh)	Pérdidas (GWh)	Divisiones del interior del país (%)	Recibida (GWh)	Entregada (GWh)	Pérdidas (GWh)	Divisiones del Valle de México ^{1/} (%)
2000	143,185	127,509	15,676	11	37,205	29,954	7,251	20
2001	145,563	129,347	16,216	11	38,843	30,044	8,799	23
2002	149,452	133,611	15,841	11	39,554	29,622	9,932	25
2003	153,981	137,030	16,951	11	40,546	29,645	10,901	27
2004	159,858	141,917	17,941	11	41,794	30,329	11,465	27
2005	168,304	148,750	19,554	12	43,139	30,577	12,562	29
2006	175,057	154,839	20,218	12	45,206	30,902	14,304	32
2007	181,303	160,094	21,209	12	45,745	31,181	14,564	32
2008	184,872	163,076	21,796	12	46,186	31,651	14,535	32
2009	185,016	161,968	23,047	13	45,354	31,372	13,982	31
2010	193,067	169,308	23,759	12	46,723	31,919	14,804	32
2011	207,834	182,225	25,609	12	48,463	33,475	14,988	31
2012	212,846	186,876	25,971	12	48,875	34,798	14,077	29
2013	215,027	188,899	25,865	12	48,670	35,966	12,636	26
2014	220,939	195,778	24,981	11	48,351	36,124	12,203	25

^{1/} Incluye a las tres Divisiones del Valle de México y las zonas Tula, Tulancingo, Pachuca y Cuernavaca.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

En 2014, las pérdidas técnicas fueron de 16,069 GWh, lo que equivale a 5.98% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas técnicas asciende a 16,065 millones de pesos, estimación basada en el costo interno de transferencia. En ese mismo año, las pérdidas no técnicas fueron de 21,117 GWh, lo que equivale a 7.87% del total de la energía recibida. El valor económico de las pérdidas no técnicas asciende a 33,318 millones de pesos, estimación basada en el precio medio de venta (ver Gráfico 7.2.2).

GRÁFICO 7.2.2. EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA 2012-2014
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

Metodología para la estimación de pérdidas de distribución

El modelo para el control y la reducción de pérdidas de energía en las RGD incorpora métodos de cálculo de las pérdidas de energía en cada componente, especialmente en el conjunto red secundaria-acometida-medidor, con base en el muestreo del perfil de carga obtenido en el secundario de los transformadores de distribución.

Las pérdidas técnicas se presentan en transformadores de potencia, circuitos de distribución de media tensión, transformadores de distribución, redes de baja tensión, acometidas y medidores.

Las pérdidas no técnicas se originan principalmente en el proceso comercial: fallas de medición, errores de facturación y usos ilícitos. Su valor se determina por la diferencia entre las pérdidas registradas en el balance de energía y las pérdidas técnicas (calculadas internamente).

Una vez que se clasifican las pérdidas en técnicas y no técnicas, se establecen los mecanismos de control y evaluación necesarios para mejorar la planificación, diseño y operación de las Redes Generales de Distribución. Lo anterior permite identificar las áreas de oportunidad para la inversión en acciones específicas de reducción de pérdidas.

Instalación de medidores inteligentes y sustitución de equipos obsoletos mediante inversión financiada

La obra financiada es otra fuente de recursos para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. Estas acciones permitirán recuperar el importe de la energía eléctrica consumida indebidamente y optimizar la operación del sistema eléctrico con la instalación de medidores inteligentes (ver Tabla 7.2.8).

TABLA 7.2.8. METAS FÍSICAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS (INVERSIÓN FINANCIADA).

Medidores	Transformadores de distribución kVA	Líneas de media y baja tensión km-C
1,854,888	797,865	4,413

Nota: Los proyectos incluidos tienen fecha de entrada en operación a partir del año 2016, por tal motivo no se incluye el año 2015.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

Asimismo, se contempla un paquete de inversión financiada con un monto de 1,920 millones de pesos para 2016 y 2017, la cual considera el reemplazo de medidores obsoletos y, en su caso, sustitución de redes de media y baja tensión en el Valle de México y región Oriente del país.

Con esto se busca modernizar la medición de 229,041 servicios a través de una infraestructura de medición AMI (Advanced Metering Infrastructure), mediante la cual el proceso de facturación de la energía eléctrica se llevará a cabo de manera automatizada (ver Tabla 7.2.9).

TABLA 7.2.9. METAS FÍSICAS PROPUESTAS EN EL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 2016-2017

Concepto	Unidad	Cantidad
Capacidad de Transformación	MVA	48
Transformadores de distribución	Pieza	2,629
Líneas de media tensión	km-C	409
Medidores	Pieza	229,041
Recuperación en energía	GWh	141

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

Fortalecimiento de acciones para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de distribución

Se ha establecido como meta alcanzar un nivel de pérdidas de 8.0%, comparable con estándares internacionales a partir de 2024, para lo cual se tienen en proceso estudios para otros proyectos, y en caso de que sean viables se implementarán a partir de 2018, permitiendo fortalecer las acciones para cumplir con la meta establecida. Mientras tanto, se establecieron proyectos y acciones para su abatimiento y control, entre los que destacan:

Pérdidas técnicas:

- Construcción de nuevas troncales.
- Instalación de equipos de compensación de reactivos (fijos y controlados).
- Reordenamiento de la red de media tensión.
- Recalibración de circuitos.
- Seguimiento al programa de monitoreo de transformadores de distribución.
- Creación de nuevas áreas y mejora de las existentes.

Pérdidas no técnicas:

- Continuar con la implementación de nuevas tecnologías de la medición, dando prioridad a la reubicación de la medición en el poste tipo Infraestructura Avanzada de la Medición (AMI).
- Reforzar la aplicación del diagnóstico de los medidores en servicios de media tensión.
- Sustitución de los medidores electromecánicos por electrónicos.
- Detección oportuna de las anomalías en media y alta tensión (dentro del mismo mes de facturación).
- Detección y atención de anomalías mediante selección estadística (automatizada) de servicios a verificar.
- Ordenar el proceso de comercialización de la energía, incluyendo los sistemas informáticos de

gestión, procesos operativos, así como la verificación y control de servicios, principalmente en las divisiones del Valle de México.

- Agilizar la modernización y reubicación de medidores al límite de propiedad de los servicios susceptibles a usos ilícitos por intervención de acometida o medidor en el Valle de México.
- Continuar con los programas especiales de detección de anomalías encaminados a la recuperación de energía perdida, mediante ajustes a la facturación.
- Regularización de servicios en áreas de conflicto social con la intervención de autoridades competentes y acercamiento a la comunidad con el apoyo del área de vinculación social.

Todas las acciones de mejora de procesos y procedimientos mencionados son complementarias a las inversiones.

7.3. Extender el servicio de distribución

Fomentar la generación distribuida

La Generación Distribuida se refiere a la energía eléctrica generada por medio de pequeñas fuentes que se realiza en una central eléctrica interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de centros de carga. Las capacidades estándar están en un rango de 0.5 kW hasta los 500 kW.

Para promover la Generación Distribuida (GD), se deberá considerar:

- Propiciar principalmente la GD de fuentes de Energías Renovables.
- Estudiar para próximos PRODESEN, la expansión y modernización de las RGD que se requieran para interconectar la GD.
- Simplificar los procedimientos y los trámites de interconexión para los proyectos de GD.
- Impulsar el desarrollo de la GD en las zonas en las que el beneficio de este esquema de generación, aporte los mayores beneficios al sistema.

- Promover el desarrollo de cadenas de valor y la formación de los recursos humanos que se requieran.
- Eliminar barreras para el desarrollo de la GD.

En años recientes ha aumentado de manera importante el desarrollo de este tipo de proyectos, principalmente de los que utilizan fuentes de energía renovable.

Estudiar la viabilidad para instalar granjas solares urbanas (GSU)

Las GSU consisten en generar parcialmente la energía eléctrica consumida por los usuarios en el mismo sitio de demanda, mediante la instalación de paneles solares, interconectados en la modalidad de granja colectiva de generación.

Estos proyectos utilizan los espacios libres dentro de los predios destinados a desarrollos tales como fraccionamientos residenciales, centros comerciales y alumbrado público de fraccionamientos, avenidas y parques.

Los esquemas de financiamiento a través de Hipotecas Verdes, permiten dotar a estos desarrollos de energía eléctrica mediante paneles y calentadores solares, así como sistemas de uso eficiente del agua.

Promover la electrificación rural

Al cierre de 2014 el país tenía una cobertura eléctrica del 98.43% de la población, lo cual representa 119,969,191 habitantes que cuentan con el servicio de energía eléctrica, estando aún pendientes de contar con el suministro 1,917,774 habitantes - 1.57% de la población total.

- Las acciones de electrificación que se ejecuten, deberán de promover el desarrollo local, la integración de las comunidades y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población.
- Los programas de electrificación, deben integrarse de manera tal que la brecha entre el grado de cobertura en las zonas rurales y las zonas urbanas se reduzca paulatinamente.

- En las comunidades aisladas y con alto grado de dispersión se considerará el uso de tecnologías de fuentes de energía renovable cuando ésta sea la solución técnica-económica más adecuada.
- Las acciones de electrificación que sean financiadas por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, se dirigirán a las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas y serán complementarias a las acciones que en esta materia se desarrollen con recursos provenientes de otras fuentes de financiamiento.

Análisis de factibilidad

Para determinar las necesidades de electrificación realizables, es necesario identificar las localidades factibles, analizándolas de forma multidimensional con las siguientes variantes:

- Aspectos técnicos.
- Conectividad.
- Legalidad.
- Seguridad civil.
- Sustentabilidad.
- Cohesión social.
- Costos de instalación y mantenimiento.
- Viabilidad técnica económica.

Como parte importante de las propuestas técnicas de electrificación en localidades aisladas, se considera la incorporación de fuentes de energías renovables, tales como plantas eléctricas solares, biomasa, sistemas híbridos y microhidroeléctricas.

Meta de electrificación

Una vez establecidas las necesidades, se determinó que el grado de electrificación a alcanzar para 2024 será de 99.8%, para beneficiar con las acciones de electrificación a 1,772,182 habitantes (ver Tabla 7.3.1).

**TABLA 7.3.1. META DE ELECTRIFICACIÓN
2014-2024**

Año	Porcentaje
2014	98.4
2015	98.6
2016	98.7
2017	98.9
2018	99.0
2019	99.2
2020	99.3
2021	99.5
2022	99.6
2023	99.7
2024	99.8

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

- Capacidad, autonomía en ausencia de sol, según las indicadas en la descripción de la planta eléctrica solar.
- Capacidad y número de módulos fotovoltaicos según la ingeniería y diseño que cumpla con la descripción de la planta eléctrica solar.
- Estructura soporte de acero galvanizado por inmersión en caliente o aluminio.
- Orientación franca al sur e inclinación óptima (al mes con más baja insolación), según la ingeniería y diseño que cumpla con la descripción de la planta eléctrica solar.

Para identificar el dimensionamiento de una planta eléctrica solar en potencia y capacidad se debe realizar un censo de usuarios y necesidades de aparatos electrodomésticos (ver Tabla 7.3.2).

Instalación de plantas eléctricas solares

En México se tienen 42,053 localidades pendientes de electrificar, de las cuales 2,056 corresponden a localidades de más de 50 habitantes. Debido a que estas localidades se encuentran muy alejadas de la red eléctrica existente, lo que resulta inviable económicamente la construcción de una línea de distribución de media tensión para la conexión de estas localidades, por lo que se propone sea atendido mediante la instalación de plantas eléctricas solares y una red local de distribución. Por esta razón, se tiene previsto la instalación de 40 plantas eléctricas solares para el 2015 en 8 entidades del país (ver Tabla 7.3.3).

Descripción del sistema

El territorio mexicano tiene vastas regiones con alta radiación solar anual, que van de los 4.4 kWh/m² por día en la zona centro, a los 6.3 kWh/m² por día en el norte del país, por lo que se fomenta el aprovechamiento de la energía solar.

Entre las características y condiciones de diseño generales para la planta eléctrica solar se encuentran:

TABLA 7.3.2. DIMENSIONAMIENTO DE UNA PLANTA ELÉCTRICA SOLAR EN POTENCIA Y CAPACIDAD

Equipo	POTENCIA (watts)	HORAS DE USO	CANTIDAD	POTENCIA (watts)	CONSUMO (Wh)
Televisor	100	3	42	4,200	12,600
Ventilador pedestal	70	3	84	5,880	17,640
Radiograbadora	5	12	42	210	2,520
Refrigerador	160	10	42	6,720	67,200
Alumbrado	21	2	168	3,528	7,056
Accesorio de cocina	400	0	42	16,800	4,200
Equipo de cómputo	200	2	20	4,000	8,000
Crecimiento (Desarrollos Productivos)	0	0	0	0	35,765
Total				41,338	154,981

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.3.3. PLANTAS ELÉCTRICAS SOLARES QUE SE INSTALARÁN EN 2015

Estado	Cantidad	Habitantes	Viviendas	Capacidad (W)	Terminadas	Fecha de terminación
Durango	27	3,652	741	3,403	17	30-oct-15
Nayarit	5	1,693	384	1,317	1	30-oct-15
Chihuahua	2	251	50	233	2	28-feb-15
Coahuila	2	339	68	315	2	28-feb-15
Baja California Sur	1	170	8	642	0	30-oct-15
Guerrero	1	224	45	208	1	28-feb-15
San Luis Potosí	1	292	58	272	0	30-oct-15
Sonora	1	186	37	173	1	28-feb-15
Total	40	6,807	1,465	6,563	24	

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

7.4. Incorporar sistemas de vanguardia tecnológica

Implementación gradual de sistemas para la red eléctrica inteligente (REI)

De acuerdo con lo que marca la LIE y su Reglamento en el tema de las REI, deben considerarse aspectos de gradualidad en su implementación y el impacto en las tarifas a los usuarios finales.

La Red Eléctrica Inteligente es la integración de las tecnologías eléctricas de generación, transmisión, distribución, comercialización y utilización de electricidad con las tecnologías de información y comunicación. La integración de estas tecnologías se implementará de forma gradual en las 16 Divisiones de Distribución.

Para el desarrollo de las REI, se debe formular una propuesta de planeación a largo plazo, en la que se evalúe el costo, impacto y beneficios de su implementación, con el fin de integrar las tecnologías que se decida aplicar. El diseño de las acciones a corto y mediano plazo deberá estar alineado a este documento. Las REI deberán apoyar la modernización de la RNT y de las RGD, con la finalidad de:

- Incorporar a las redes eléctricas la energía proveniente de fuentes de energía renovables y de la generación distribuida, así como la provisión de servicios adicionales.

- Incrementar la flexibilidad, resiliencia, seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- Disminuir las pérdidas de energía en el sistema eléctrico.
- Mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica y el servicio a los usuarios finales.
- Mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico, con el fin de reducir costos y así reducir las cuotas de las tarifas para los consumidores.
- Coadyuvar para la operación eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Promover la participación del consumidor en la gestión del Sistema Eléctrico.

En el desarrollo de las REI, se debe de observar:

- Establecer estándares de comunicación.
- Asegurar la interoperabilidad de los sistemas y su ciberseguridad.
- Garantizar la seguridad e integridad de la información de los participantes, definiendo claramente la información que puede ser pública.
- Promover el desarrollo de las REI, utilizando códigos abiertos.
- Promover el desarrollo de cadenas de valor y la formación de los recursos humanos que se

requieran para el despliegue de las tecnologías que integran la REI.

- Eliminar barreras para el desarrollo de las REI.

El proyecto de la Red Eléctrica Inteligente consiste en la modernización de la red eléctrica de Distribución en cuanto a su administración, operación, mantenimiento, despacho y atención a clientes, con

sistemas informáticos interconectados diseñados bajo una arquitectura integrada que cumpla con los tiempos de respuesta requeridos en cada uno de los distintos procesos que intervienen.

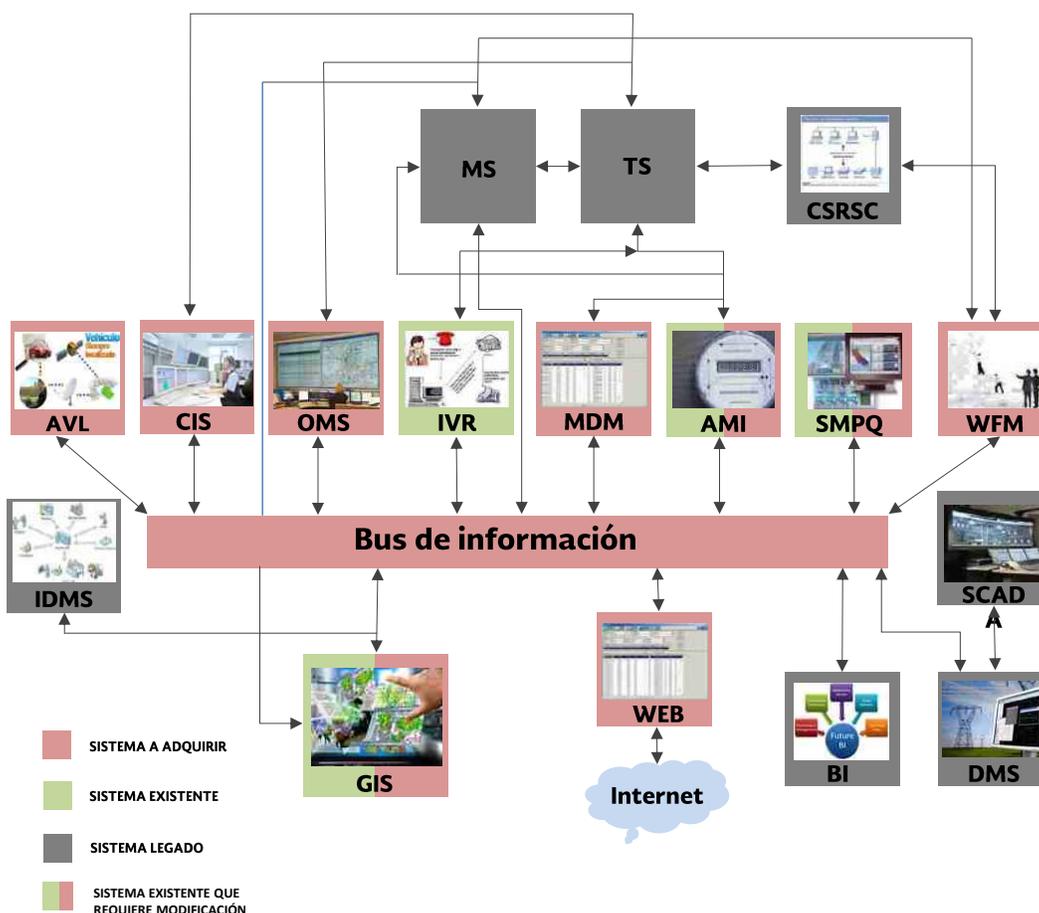
El proyecto de REI está enfocado a la operación y administración de un sistema eléctrico en general, y sus principales módulos que integran este proyecto son (ver Tabla 7.4.1 y Figura 7.4.1).

TABLA 7.4.1. SISTEMAS PARA IMPLEMENTAR LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES 2015–2019

Concepto	Módulos de las Redes Inteligentes
Operaciones de la Red	DMS (Sistema para la Administración de Interrupciones)
	AMI (Infraestructura Avanzada de la Medición)
	DMS (Sistema para la Administración en Distribución)
	SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
Gestión de Activos y Trabajo	WFM (Administración de la Fuerza de Trabajo)
	AVL (Localización Automática de Vehículos)
Tecnología	GIS (Sistema de Información Geográfica) adecuación de datos
	BI (Inteligencia de Negocios)
	Servidor WEB
	Bus de datos
Consumidor	MDM (Administración de Datos de la Medición)
	CIS (Sistema de Información al Cliente)
	Adecuación y desarrollo del IVR (Respuesta de Voz Interactiva)
	Levantamiento en campo de activo
	Equipo de Medición
	Sistemas de Comunicación

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE

FIGURA 7.4.1. MÓDULOS DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE



Abreviaturas: AMR: Automatic Meter Reading; AVL: Automatic Vehicle Location; BI: Business Intelligence; CIM: Common Intercommunication Module; CIS: Customer Information System; DMS: Distribution Management System; GIS: Geographic Information System; IVR: Interactive Voice Response; MDM: Meter Data Management; OMS: Outage Management System; SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition; IDMS: Integrated Distribution Management System; TS: Trading System; CSRSC.: Control System Request and Services Control; MS: Measurement System; SMPQ: System for Measuring Power Quality; WEB: World Wide Web; WFM: Workforce Management.
Fuente: CFE.

- Sistema de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés). Este sistema ya está en operación en CFE, se considera que es la parte central y fundamental de todas las aplicaciones de la REI. Es la base para el manejo de los activos del sistema eléctrico, es un manejador de bases de datos y un visualizador de la información geográfica que permite hacer estudios de flujos de potencia.
- Localización Automática de Vehículos (AVL). Es una aplicación que permita identificar la ubicación y el tipo de vehículo sobre la base geográfica del GIS, con la finalidad de llevar un registro de ubicación de los vehículos, para el despacho de las cuadrillas.
- Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA). Este módulo es un sistema de adquisición de datos para la supervisión y control de una parte o de todo el sistema eléctrico.
- Sistema para la Administración en Distribución (DMS). Es una aplicación que contiene varios módulos que son de gran apoyo en la toma de decisiones para un operador de un centro de control. Para su funcionamiento requiere del intercambio de información principalmente del GIS y del SCADA.
- Infraestructura Avanzada de la Medición (AMI). Son sistemas que recopilan, analizan y controlan la distribución y el uso de la energía eléctrica, con la ayuda de dispositivos avanzados de

automatización de la red de distribución, como el control supervisorio de la red de distribución y dispositivos de control, dispositivos de desconexión de carga, medidores de electricidad, a través de diversos medios de comunicación a solicitud o en un horario predefinido.

- La red de comunicaciones bidireccional entre la red inteligente, los dispositivos de medición y los sistemas de negocio, permite la recolección y distribución de información a los clientes, proveedores, empresas distribuidoras, empresas de servicios y proveedores de servicios. Esto facilita a estas empresas participar o proporcionar soluciones de respuesta a la demanda, productos y servicios.
- Administración de Datos de la Medición (MDM). Este sistema tiene tres funciones principales que son la de analizar los valores de medición actuales, contra consumos anteriores para ver discrepancias o datos fuera de lo común, la facturación y la emisión de reportes. Su interconexión principal es con el AMI.
- Respuesta de Voz Interactiva (IVR). Este sistema en conjunto con el Sistema de Información al Cliente (CIS), consultando en la base de datos del GIS e interactuando con el resto de los sistemas REI, identifica al cliente y de manera automática, lo puede atender para recibir reportes por falta de suministro de energía eléctrica y hacer aclaraciones de facturación o consumos.
- Sistema de Información al Cliente (CIS). Es un sistema que administra la información relacionada con la atención al cliente en tiempo real e histórica, está conectado al sistema de facturación MDM, al de medición AMI, a los sistemas GIS y SCADA así como el de la administración de la fuerza de trabajo de las cuadrillas.
- Sistema para la Administración de Interrupciones (OMS). Este sistema recibe información del SCADA, de los medidores AMI, de las llamadas de los clientes CIS, para ser concentrada y llevada a un centro de despacho, donde se ordena la

información por grado de relevancia en función de la magnitud de la falla e importancia de los clientes afectados, entre otros criterios.

- Administración de la Fuerza de Trabajo (WFM). Es un sistema que recibe información del GIS en conjunto con el AVL para ubicar la posición y el tipo de vehículo de la cuadrilla, complementa la información del personal que integra la cuadrilla para determinar si tienen las habilidades y destrezas requeridas para atender el reporte. Se complementa con los sistemas disponibles de tráfico para planear las trayectorias de traslados.
- Inteligencia de Negocios (BI). Es un sistema experto que se vale de todos los módulos y aplicaciones anteriores para hacer propuestas de mejora, que no pueden tener una solución con acciones de maniobras operativas.
- Servidor WEB. Es una herramienta con la que se da servicio tanto a usuarios de CFE como a cualquiera que lo solicite, es la aplicación en la que se consulta de manera transparente las aplicaciones que se procesan en el sistema de REI. En este servidor se gestionan las solicitudes de información y trámites al interior de las empresas eléctricas.

Los proyectos que se propongan para el despliegue de estas tecnologías, deberán de observar las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo que en materia de Redes Eléctricas Inteligentes emita la Comisión Reguladora de Energía.

Es importante mencionar que el Programa de transmisión, aunado al de distribución, busca integrar la nueva capacidad de generación para poder inyectar energía barata, limpia y eficiente al sistema y robustecer la red nacional, beneficiando de esta manera a la planta productiva nacional y a la población.

Al ejecutarse los proyectos de generación, transmisión y distribución, se espera una mejor operación del Sistema Eléctrico Nacional y una inversión de \$2,111,486 millones de pesos (ver Anexos, Tabla 7.1.4.).

RESUMEN DE LAS INVERSIONES 2015 - 2029

Para llevar a cabo las obras de infraestructura consideradas en el presente Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, se espera una inversión de 2.1 billones de pesos en los próximos 15 años, de la cual 77.4% corresponde a la ejecución de proyectos en la actividad de generación eléctrica, 10.4% para la realización de proyectos de infraestructura asociados a la red de transmisión eléctrica y 12.1% en proyectos para la distribución de energía eléctrica.

La inversión estimada para el periodo de planeación se desglosa en montos anuales por conceptos de generación, transmisión y distribución. Con el monto total de inversiones para el Sistema Eléctrico Nacional, se promueve la ejecución de los proyectos de infraestructura necesarios para satisfacer el suministro de energía eléctrica bajo los criterios de eficiencia, calidad, seguridad, continuidad y confiabilidad.

TABLA 8.1.1. INVERSIONES EN GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 2015 – 2029 ^{1/}

(Millones de pesos)

Concepto	Monto
Generación	1,629,452
Transmisión ^{2/}	219,941
Distribución	255,709
Total	2,105,102

^{1/} Incluye Programas y Modernización ^{2/} Datos estimados para la modernización de la transmisión. ^{3/} Incluye Expansión y Modernización, excluye Obra Pública Financiada.

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 8.1.2. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA POR CONCEPTO 2015-2029

(Millones de pesos)

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2015-2029
Generación	82,255	161,733	112,309	230,371	91,932	60,607	21,546	75,862	141,745	84,566	70,070	107,099	146,688	146,501	96,167	1,629,452
Transmisión^{1/2/}	16,441	17,598	21,389	16,791	18,524	14,819	11,372	11,447	10,690	19,950	19,529	10,920	9,648	9,775	11,048	219,941
Distribución^{3/}	8,402	17,066	17,728	18,544	16,033	14,489	16,908	19,565	18,756	17,566	15,170	17,375	20,275	19,503	18,330	255,709
Total	107,098	196,397	151,426	265,706	126,489	89,915	49,826	106,874	171,191	122,082	104,769	135,395	176,611	175,779	125,545	2,105,102

^{1/} Incluye Programas y Modernización ^{2/} Datos estimados para la modernización de la transmisión. ^{3/} Incluye Expansión y Modernización, excluye Obra Pública Financiada.

Fuente: Elaborado por SENER.

ANEXOS

TABLA 1.1.1. ALINEACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PRODESEN)

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018 México Próspero	Objetivo 4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva	Estrategia 4.6.2. Asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país	Impulsar la reducción de costos en la generación de energía eléctrica para que disminuyan las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas.
			Homologar las condiciones de suministro de energía eléctrica en el país. Diversificar la composición del parque de generación de electricidad considerando las expectativas de precios de los energéticos a mediano y largo plazos. Modernizar la red de transmisión y distribución de electricidad. Promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas.
	Enfoque Transversal	Estrategia I. Democratizar la Productividad	Garantizar el acceso a la energía eléctrica de calidad y con el menor costo de largo plazo
Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018	Objetivo 2. Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional	Estrategia 2.1. Desarrollar la infraestructura eléctrica nacional, con criterios de economía, seguridad, sustentabilidad y viabilidad económica	Planear la expansión de la infraestructura eléctrica nacional conforme al incremento de la demanda, incorporando energías limpias, externalidades y diversificación energética. Expandir la infraestructura, cumpliendo con las metas de energía limpia del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables

TABLA 1.1.1. ALINEACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PRODESEN)

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
		Estrategia 2.2. Disponer de infraestructura eléctrica en las mejores condiciones para proveer el servicio con estándares de seguridad, calidad y eficiencia.	Mantener, modernizar y rehabilitar la infraestructura eléctrica para optimizar la operación del sistema.
Programa Nacional de Infraestructura 2014 – 2018	Objetivo 2. Asegurar el desarrollo óptimo de la infraestructura para contar con energía suficiente, con calidad y a precios competitivos	Estrategia 2.5. Desarrollar la infraestructura de generación eléctrica para el aprovechamiento de combustibles eficientes, de menor costo y con bajo impacto ambiental	Convertir las centrales térmicas a base de combustóleo para usar gas natural. Construir nuevas centrales de ciclo combinado y de Nueva Generación Limpia. Desarrollar proyectos de generación que permitan el aprovechamiento de recursos renovables hídricos, eólicos y solares. Desarrollar proyectos de mantenimiento para las centrales generadoras existentes.
		Estrategia 2.6. Desarrollar la transmisión de electricidad que permita el máximo aprovechamiento de los recursos de generación y la atención de la demanda.	Establecer condiciones de interconexión para el aprovechamiento de las energías renovables. Desarrollar proyectos de interconexión para incentivar el aprovechamiento de los recursos de las distintas áreas eléctricas. Desarrollar las redes y los refuerzos necesarios para la atención de la demanda nacional.
		Estrategia 2.7. Desarrollar la distribución de electricidad con calidad, reduciendo las pérdidas en el suministro y aumentando la cobertura del servicio.	Desarrollar proyectos de distribución para reducir las pérdidas técnicas y no-técnicas en la distribución. Desarrollar proyectos de distribución para disminuir el tiempo de interrupción por usuario de distribución. Desarrollar proyectos de electrificación para beneficiar a localidades de alta pobreza energética.

TABLA 1.1.1. ALINEACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (PRODESEN)

Programa	Objetivo	Estrategia	Línea de acción
Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014 – 2018	Objetivo 1. Diseñar y desarrollar programas y acciones que propicien el uso óptimo de energía en procesos y actividades de la cadena energética nacional	Estrategia 1.1. Implementar acciones de eficiencia energética en los procesos de explotación, transformación y distribución de las empresas energéticas paraestatales.	Incrementar el aprovechamiento de los potenciales de cogeneración en instalaciones de Petróleos Mexicanos. Impulsar proyectos de rehabilitación, modernización y conversión de centrales de generación de electricidad que permitan un mayor aprovechamiento térmico y económico de los combustibles en Comisión Federal de Electricidad.
Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2013 - 2027	Objetivo I. Aumentar la capacidad instalada y la generación de electricidad a partir de fuentes renovables de energía	Estrategia 1.1. Adecuar el ejercicio de planeación para incrementar la participación de proyectos de energía renovable en la generación de electricidad Estrategia 1.5. Modernizar la infraestructura de transmisión y distribución con una mayor participación de energías renovables.	Determinar las necesidades de adición o de sustitución de capacidad de generación considerando los recursos renovables disponibles en cada región. Definir los esquemas de inversión pública, pública-privada o privada, bajo los cuales se llevará a cabo la incorporación de la infraestructura

Fuente: Elaborado por SENER

TABLA 1.2.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA 2004-2014

(Miles de millones de pesos constantes Base 2008 = 100)

Año	PIB				Participación Porcentual en el Producto Interno Bruto	
	Nacional	Actividad Industrial	Industria Eléctrica		Nacional	Actividad Industrial
2004	10,832	4,043	157		1.5	3.9
2005	11,160	4,142	172		1.5	4.2
2006	11,719	4,323	196		1.7	4.5
2007	12,088	4,386	210		1.7	4.8
2008	12,257	4,365	216		1.8	5.0
2009	11,681	4,094	217		1.9	5.3
2010	12,278	4,281	228		1.9	5.3
2011	12,774	4,428	246		1.9	5.6
2012	13,286	4,553	252		1.9	5.5
2013	13,471	4,528	253		1.9	5.6
2014	13,757	4,612	258		1.9	5.6
TCMA^{1/} (2004-2014)	2.4	1.3	5.1	Participación Porcentual (2004-2014)	1.8	5

^{1/} Tasa de crecimiento medio anual (Porcentaje).

Fuente: Elaborado por SENER con datos del BIE, INEGI 2015.

TABLA 1.2.2. CONSUMO INTERMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR RAMA DE ACTIVIDAD DE ACUERDO CON LA DEMANDA INTERMEDIA EN LA MATRIZ INSUMO PRODUCTO DE LA ECONOMÍA TOTAL 2012

(Porcentaje)

Código SCIAN	Rama	Consumo Intermedio de Energía Eléctrica (Sin Actividades Terciarias ^{1/})
2222	Suministro de gas por ductos al consumidor final	17.9
3221	Fabricación de pulpa, papel y cartón	11.9
2122	Minería de minerales metálicos	8.2
3272	Fabricación de vidrio y productos de vidrio	7.4
3274	Fabricación de cal, yeso y productos de yeso	7.2
3312	Fabricación de productos de hierro y acero	6.9
3132	Fabricación de telas	6.7
1112	Cultivo de hortalizas	5.9
3328	Recubrimientos y terminados metálicos	4.4
3311	Industria básica del hierro y del acero	4.4
3212	Fabricación de laminados y aglutinados de madera	4.2
3133	Acabado de productos textiles y fabricación de telas recubiertas	3.7
2111	Extracción de petróleo y gas	3.7
3262	Fabricación de productos de hule	3.6
3261	Fabricación de productos de plástico	3.3

SCIAN: Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte.

^{1/} Solo incluye insumos provenientes de actividades primarias y secundarias. Excluye gastos en servicios.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de la Matriz Insumo Producto 2012 por rama de actividad, en millones de pesos a precios básicos, INEGI.

TABLA 1.2.3. GASTO CORRIENTE TRIMESTRAL EN ELECTRICIDAD SEGÚN DECILES DE HOGARES DE ACUERDO CON SU INGRESO CORRIENTE TOTAL TRIMESTRAL

Decil	Gasto trimestral en electricidad por hogar (Pesos M.N)	Porcentaje del ingreso destinado a pago de electricidad
1	167.6	2.7
2	265.1	2.4
3	328.9	2.2
4	328.7	1.7
5	396.0	1.7
6	504.2	1.8
7	525.4	1.5
8	694.3	1.6
9	861.4	1.4
10	1,504.3	1.1
Total	557.6	1.5

Nota: Los hogares están ordenados en deciles de acuerdo con su ingreso corriente trimestral. Ingreso corriente: Ingreso del trabajo + Renta de la propiedad + Transferencias + Estimación del alquiler de la vivienda + otros ingresos corrientes. Gasto corriente monetario y no monetario trimestral en electricidad calculado de acuerdo con la clave "R001" del catálogo de gastos.

FUENTE: INEGI. Nueva construcción de variables de la Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares 2012.

TABLA 2.1.3. CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA

Entidad	Capacidad 2013 (MW)	Capacidad 2014 (MW)	TCA ^{1/} (%)	Participación ^{2/} (%)	Posición
Aguascalientes	8	7	-9.8	0.0	32
Baja California	3,872	3,925	1.4	6.0	5
Baja California Sur	744	889	19.5	1.4	23
Campeche	1,245	1,245	0.0	1.9	20
Chiapas	5,004	5,004	0.0	7.6	3
Chihuahua	2,786	2,786	0.0	4.3	7
Coahuila	3,251	3,294	1.3	5.0	6
Colima	2,764	2,764	0.0	4.2	8
Distrito Federal	406	362	-10.7	0.6	27
Durango	1,649	1,701	3.1	2.6	16
Estado de México	1,902	1,438	-24.4	2.2	18
Guanajuato	1,350	1,352	0.1	2.1	19
Guerrero	4,615	4,623	0.2	7.1	4
Hidalgo	2,589	2,585	-0.2	3.9	11
Jalisco	623	643	3.2	1.0	26
Michoacán	893	894	0.1	1.4	22
Morelos	24	23	-3.5	0.0	31
Nayarit	1,727	2,477	43.4	3.8	12
Nuevo León	2,745	2,762	0.6	4.2	9
Oaxaca	2,023	2,394	18.3	3.7	14
Puebla	987	959	-2.9	1.5	21
Querétaro	548	688	25.5	1.1	24
Quintana Roo	370	336	-9.1	0.5	28
San Luis Potosí	2,618	2,614	-0.2	4.0	10
Sinaloa	1,780	1,774	-0.3	2.7	15
Sonora	2,186	2,474	13.2	3.8	13
Tabasco	659	662	0.4	1.0	25
Tamaulipas	5,886	5,754	-2.2	8.8	2
Tlaxcala	89	89	0.0	0.1	29
Veracruz	7,187	7,333	2.0	11.2	1
Yucatán	1,552	1,552	0.0	2.4	17
Zacatecas	50	50	0.0	0.1	30
Total	64,131	65,452	2.1	100	

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Respecto a la capacidad de 2014. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

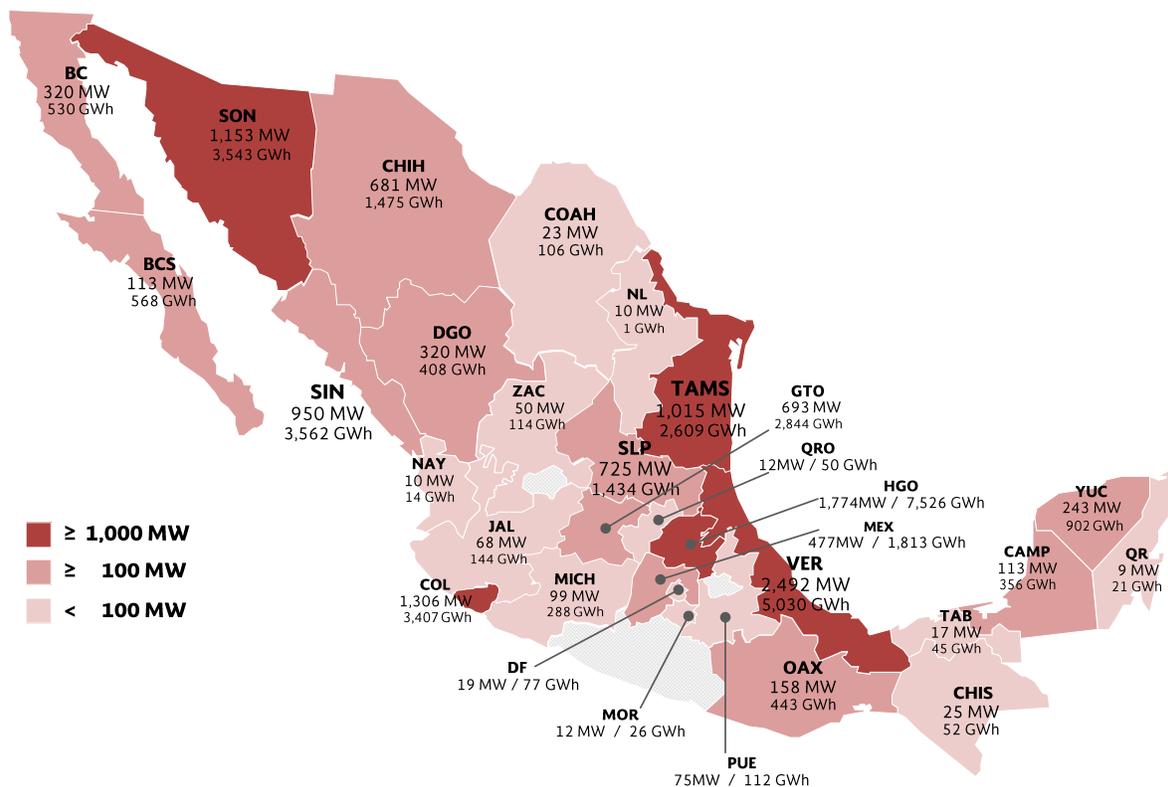
TABLA 2.2.3. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA

Entidad	Generación 2013 (GWh)	Generación 2014 (GWh)	TCA ^{1/} (%)	Participación ^{2/} (%)	Posición
Aguascalientes	13	15	12.7	0.0	32
Baja California	17,963	19,485	8.5	6.5	5
Baja California Sur	2,417	2,522	4.4	0.8	25
Campeche	4,261	4,063	-4.6	1.3	22
Chiapas	12,291	18,335	49.2	6.1	6
Chihuahua	13,718	15,865	15.7	5.3	7
Coahuila	18,843	20,427	8.4	6.8	4
Colima	11,465	12,544	9.4	4.2	10
Distrito Federal	983	589	-40.0	0.2	27
Durango	9,614	9,504	-1.1	3.2	13
Estado de México	7,147	6,463	-9.6	2.1	16
Guanajuato	7,786	7,700	-1.1	2.6	15
Guerrero	20,550	21,601	5.1	7.2	3
Hidalgo	13,811	12,083	-12.5	4.0	12
Jalisco	983	1,151	17.0	0.4	26
Michoacán	4,173	4,584	9.9	1.5	20
Morelos	29	45	52.2	0.0	31
Nayarit	1,414	3,620	156.0	1.2	23
Nuevo León	16,557	14,608	-11.8	4.8	8
Oaxaca	5,998	7,731	28.9	2.6	14
Puebla	4,918	5,312	8.0	1.8	19
Querétaro	3,704	4,498	21.4	1.5	21
Quintana Roo	189	70	-63.0	0.0	30
San Luis Potosí	13,917	13,024	-6.4	4.3	9
Sinaloa	5,529	5,545	0.3	1.8	18
Sonora	11,634	12,103	4.0	4.0	11
Tabasco	2,877	3,375	17.3	1.1	24
Tamaulipas	36,292	35,002	-3.6	11.6	1
Tlaxcala	438	445	1.6	0.1	28
Veracruz	40,270	32,690	-18.8	10.8	2
Yucatán	7,205	6,349	-11.9	2.1	17
Zacatecas	108	114	6.1	0.0	29
Total	297,095	301,462	1.5	100	

^{1/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{2/} Respecto a la capacidad de 2014. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

MAPA 2.3.1. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.1. CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA CONVENCIONAL

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Altamira	TAMS	Noreste	CFE	500	500	1,234
2	Francisco Villa	CHIH	Norte	CFE	300	300	597
3	Guaymas I	SON	Noroeste	CFE	0	0	0
4	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivero)	SON	Noroeste	CFE	484	484	1,665
5	Jorge Luque	MEX	Central	CFE	0	0	0
6	La Laguna	DGO	Norte	CFE	0	0	0
7	Lerdo (Guadalupe Victoria)	DGO	Norte	CFE	320	320	408
8	Lerma (Campeche)	CAMP	Peninsular	CFE	113	113	356
9	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)	COL	Occidental	CFE	1,300	1,300	3,384
10	Mazatlán II (José Aceves Pozos)	SIN	Noroeste	CFE	616	616	2,221
11	Mérida II	YUC	Peninsular	CFE	168	168	651
12	Monterrey	NL	Noreste	CFE	0	0	0
13	Nachi - Cocom	YUC	Peninsular	CFE	0	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
14	Poza Rica	VER	Oriental	CFE	117	117	0
15	Presidente Juárez	BC	Baja California	CFE	320	320	530
16	Puerto Libertad	SON	Noroeste	CFE	632	632	1,815
17	Punta Prieta II	BCS	Baja California Sur	CFE	113	113	568
18	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	TAMS	Noreste	CFE	300	300	779
19	Salamanca	GTO	Occidental	CFE	550	550	2,345
20	Samalayuca	CHIH	Norte	CFE	316	316	711
21	San Jerónimo	NL	Noreste	CFE	0	0	0
22	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	SIN	Noroeste	CFE	320	320	1,324
23	Tula (Francisco Pérez Ríos)	HGO	Central	CFE	1,606	1,606	6,977
24	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	VER	Oriental	CFE	2,100	2,100	4,563
25	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	YUC	Peninsular	CFE	75	75	251
26	Valle de México	MEX	Central	CFE	450	450	1,723
27	Villa de Reyes	SLP	Occidental	CFE	700	700	1,380
28	Agroindustrias del Balsas	MICH	Occidental	AUT.	15	0	0
29	Fideicomiso Ingenio Plan de San Luis	SLP	Occidental	AUT.	9	0	25
30	Ingenio Presidente Benito Juárez	TAB	Oriental	AUT.	14	0	42
31	Mexicana de Cobre	SON	Noroeste	AUT.	37	0	63
32	Grupo Azucarero San Pedro	VER	Oriental	AUT.	10	0	35
33	Fideicomiso Ingenio Emiliano Zapata	MOR	Central	AUT.	9	0	20
34	Ingenio San Miguelito	VER	Oriental	AUT.	5	0	7
35	Ingenio Lázaro Cárdenas	MICH	Occidental	AUT.	6	0	10
36	Azsuremex	TAB	Oriental	AUT.	3	0	3
37	Ingenio Tala	JAL	Occidental	AUT.	12	0	1
38	Ingenio San Francisco Ameca	JAL	Occidental	AUT.	5	0	12
39	Ingenio El Molino	NAY	Occidental	AUT.	10	0	14
40	Ingenio Tamazula	JAL	Occidental	AUT.	10	0	28
41	Ingenio El Higo	VER	Oriental	AUT.	22	0	42
42	Arcelormittal Lázaro Cárdenas	MICH	Occidental	AUT.	40	0	122
43	Ingenio Adolfo López Mateos	OAX	Oriental	AUT.	14	0	29
44	Compañía Azucarera La Fé	CHIS	Oriental	AUT.	13	0	27
45	Ingenio Melchor Ocampo	JAL	Occidental	AUT.	6	0	27

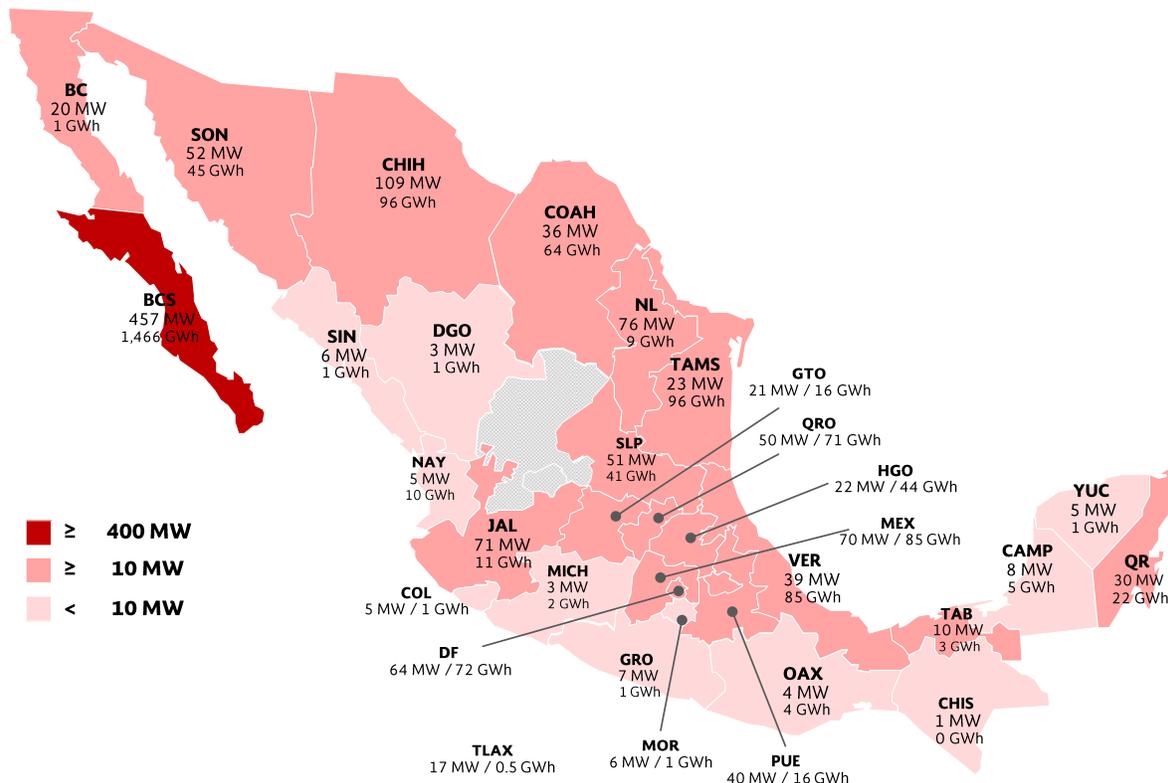
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
46	Compañía Azucarera de Los Mochis	SIN	Noroeste	AUT.	14	0	17
47	Ternium México, Planta Puebla	PUE	Oriental	AUT.	6	0	29
48	Ingenio San Rafael de Pucté	QR	Peninsular	AUT.	9	0	21
49	Kimberly-Clark de México	VER	Oriental	AUT.	10	0	3
50	Papeles Ultra	MEX	Central	AUT.	10	0	2
51	Bsm Energía de Veracruz	VER	Oriental	AUT.	13	13	26
52	Destiladora del Valle	VER	Oriental	AUT.	2	0	5
53	Akra Polyester	TAMS	Noreste	AUT.	14	0	53
54	Generadora Pondercel	CHIH	Norte	AUT.	65	29	168
55	México Carbon Manufacturing	TAMS	Noreste	AUT.	4	0	22
56	Empaques de Cartón Titán, Planta de Papel Tizayuca	HGO	Central	AUT.	35	0	151
57	Ingenio El Mante	TAMS	Noreste	AUT.	6	0	8
58	Compañía Azucarera del Río Guayalejo	TAMS	Noreste	AUT.	46	0	23
59	Innophos Fosfatados de México	VER	Oriental	COG.	6	0	0
60	Zacapu Power	MICH	Occidental	COG.	10	0	9
61	Grupo Celanese, Complejo Ocotlán	JAL	Occidental	COG.	13	0	31
62	Agroenergía	QRO	Occidental	COG.	12	12	50
63	Generadora Petrocel	TAMS	Noreste	COG.	16	0	66
64	Industrias Derivadas del Etileno	VER	Oriental	COG.	2	0	5
65	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Independencia	PUE	Oriental	COG.	54	54	49
66	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas	VER	Oriental	COG.	64	23	179
67	Pemex-Refinación, Ing. Antonio M. Amor	GTO	Occidental	COG.	143	30	500
68	Pemex-Refinación, Refinería Francisco I. Madero	TAMS	Noreste	COG.	129	0	424
69	Pemex-Refinación, Refinería General Lázaro Cárdenas, Proyecto Reconfiguración	VER	Oriental	COG.	40	0	0
70	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime	OAX	Oriental	COG.	115	0	344
71	Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	HGO	Central	COG.	134	0	398
72	Met- Mex Peñoles	COAH	Noreste	COG.	7	7	38
73	Compañía Cervecera de Coahuila	COAH	Noreste	COG.	16	0	68
74	Polioles	MEX	Central	COG.	3	0	8
75	Bio Pappel, Planta	JAL	Occidental	COG.	16	0	7

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Atenquique						
76	Destilería del Golfo	VER	Oriental	COG.	8	8	9
77	Huixtla Energía	CHIS	Oriental	COG.	12	12	25
78	Pemex Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Poza Rica	VER	Oriental	COG.	16	0	44
79	Copropiedad Eléctrica del Grupo Químico Cydsa	NL	Noreste	U.P.C.	8	0	0
80	Industria del Alkali	NL	Noreste	U.P.C.	2	0	1
81	Ingenio El Potrero	VER	Oriental	U.P.C.	10	0	24
82	Arcelormittal Las Truchas	MICH	Occidental	U.P.C.	22	0	93
83	Fideicomiso Ingenio La Providencia	VER	Oriental	U.P.C.	7	0	10
84	Cervecería Modelo de Guadalajara	JAL	Occidental	U.P.C.	7	0	38
85	Ingenio San Jose de Abajo	VER	Oriental	U.P.C.	8	0	12
86	Fideicomiso Ingenio Atencingo	PUE	Oriental	U.P.C.	15	0	34
87	Cervecería Modelo	DF	Central	U.P.C.	19	0	77
88	Central Motzorongo	VER	Oriental	U.P.C.	20	0	18
89	Ingenio El Refugio	OAX	Oriental	U.P.C.	4	0	0
90	Empaques Modernos San Pablo	MEX	Central	U.P.C.	14	0	80
91	Ingenio El Carmen	VER	Oriental	U.P.C.	7	0	9
92	Ingenio Plan de Ayala	SLP	Occidental	U.P.C.	16	0	29
93	Fideicomiso Ingenio Casasano	MOR	Central	U.P.C.	3	0	6
94	Ingenio Quesería	COL	Occidental	U.P.C.	6	0	23
95	Compañía Industrial Azucarera	VER	Oriental	U.P.C.	6	0	13
96	Ingenio El Modelo	VER	Oriental	U.P.C.	9	0	12
97	Fomento Azucarero del Golfo	VER	Oriental	U.P.C.	8	0	12
98	Compañía Azucarera La Concepcion	VER	Oriental	U.P.C.	4	0	1
99	Compañía Cervecera El Trópico	OAX	Oriental	U.P.C.	25	0	69
100	Compañía Cervecera de Zacatecas	ZAC	Occidental	U.P.C.	50	0	114
101	Celulosa y Papel de Michoacán	MICH	Occidental	U.P.C.	7	0	53
Total					12,959	11,587	37,501

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.2. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DE COMBUSTIÓN INTERNA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Baja California Sur (Coromuel)/ Baja California Sur I	BCS	Baja California Sur	CFE	163	163	827
2	Esmeralda	COAH	Noreste	CFE	0	0	0
3	Guerrero Negro	BCS	Baja California Sur	CFE	0	0	0
4	Guerrero Negro II (Vizcaíno)	BCS	Baja California Sur	CFE	11	11	10
5	Holbox	QR	Peninsular	CFE	3	3	8
6	Huicot	NAY	Occidental	CFE	1	1	0
7	Móviles	BCS	Baja California Sur	CFE	3	3	0
8	San Carlos (Agustín Olachea A.)	BCS	Baja California Sur	CFE	104	104	565
9	Santa Rosalía	BCS	Baja California	CFE	8	8	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
			Sur				
10	SRGT Baja California	BC	Baja California	CFE	0	0	0
11	U. Móvil CFE-T-30000-1,2,3,4. No. Serie TMO27,28,40,41)	BCS	Baja California Sur	CFE	104	104	0
12	Yécora	SON	Noroeste	CFE	2	2	0
13	Pemex-Exploración y Producción, Centro Operativo Cayo Arcas	CAMP	Oriental	AUT.	6	0	1
14	Residuos Industriales Multiquim	NL	Noreste	AUT.	2	0	1
15	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Institución Pública Descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Dulces Nombres	NL	Noreste	AUT.	9	0	1
16	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, Institución Pública Descentralizada del Gobierno del Estado de Nuevo León, Planta Norte	NL	Noreste	AUT.	2	0	0
17	Minera Bismark	CHIH	Norte	AUT.	3	0	0
18	Minera La Encantada	COAH	Noreste	AUT.	13	0	42
19	Compañía Minera Autlán, Unidad Molango	HGO	Central	AUT.	11	0	24
20	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Marina Complejo Ixtoc-A	CAMP	Oriental	AUT.	1	0	2
21	Fermicaise	DF	Central	AUT.	10	0	51
22	Molymex	SON	Noroeste	AUT.	2	0	0
23	Tiendas Soriana	BCS	Baja California Sur	AUT.	1	0	0
24	Impulsora Mexicana de Energía	NL	Noreste	AUT.	24	18	4
25	Bticino de México	QRO	Occidental	AUT.	1	0	0
26	Nestlé México	MEX	Central	AUT.	2	0	9
27	Continental Automotive Guadalajara México	JAL	Occidental	AUT.	4	0	0
28	Bridgestone de México	MOR	Central	AUT.	2	0	0
29	Operadora del Noroeste del Valle de México	MEX	Central	AUT.	7	0	14
30	Omya México	QRO	Occidental	AUT.	6	0	0
31	Promotores Inmobiliarios El Caracol	QR	Peninsular	AUT.	1	0	0
32	Lmf Frisa Comercial	MEX	Central	AUT.	1	0	0
33	Kraft Foods de México	PUE	Oriental	AUT.	1	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
34	Laboratorios Pisa	JAL	Occidental	AUT.	10	0	0
35	Bimbo, Planta Tijuana	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
36	Cmt de La Laguna	DGO	Norte	AUT.	2	0	1
37	Ford Motor Company	CHIH	Norte	AUT.	10	10	2
38	Cordaflex	QRO	Occidental	AUT.	3	0	1
39	Sales del Istmo	VER	Oriental	AUT.	1	0	0
40	Inmobiliaria Rog	TAB	Oriental	AUT.	1	0	0
41	Inmobiliaria Puerta Maya	TAB	Oriental	AUT.	2	0	0
42	Cervecería del Pacífico	SIN	Noroeste	AUT.	3	0	1
43	Porcelanite Lamosa, Planta Pavillion	TLAX	Oriental	AUT.	4	0	0
44	Loma Textil	JAL	Occidental	AUT.	3	0	0
45	Latinoamericana de Vidrio	MEX	Central	AUT.	6	0	0
46	Comisión Estatal de Servicios Públicos de Mexicali	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
47	Teléfonos de México, Centro Administrativo Lada	DF	Central	AUT.	1	0	0
48	Tablex Miller	SON	Noroeste	AUT.	1	0	1
49	Polímeros y Derivados, Planta El Carmen	GTO	Occidental	AUT.	2	0	0
50	Alimentos Kowi	SON	Noroeste	AUT.	2	0	0
51	Teléfonos de México, Central Bandera	JAL	Occidental	AUT.	1	0	0
52	Teléfonos de México, Centro Administrativo Nextengo	DF	Central	AUT.	5	0	0
53	Médica Sur	DF	Central	AUT.	1	0	0
54	Teléfonos de México, Central Popotla	DF	Central	AUT.	1	0	0
55	Teléfonos de México, Central Vallejo	DF	Central	AUT.	2	0	0
56	Teléfonos de México, Centro Administrativo Cuautitlán Izcalli	MEX	Central	AUT.	1	0	0
57	Teléfonos de México, Central Estrella	DF	Central	AUT.	2	0	0
58	Teléfonos de México, Central Bosques del Lago	MEX	Central	AUT.	1	0	0
59	Teléfonos de México, Central Culhuacán	DF	Central	AUT.	2	0	0
60	Teléfonos de México, Central Satélite	MEX	Central	AUT.	1	0	0
61	Teléfonos de México, Central Malinche	DF	Central	AUT.	1	0	0
62	Teléfonos de México, Central Carrasco	DF	Central	AUT.	1	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
63	Teléfonos de México, Central Zaragoza	DF	Central	AUT.	1	0	0
64	Teléfonos de México, Central Plaza Mérida	YUC	Peninsular	AUT.	1	0	0
65	Teléfonos de México, Central Tuxtla Gutiérrez	CHIS	Oriental	AUT.	1	0	0
66	Teléfonos de México, Central Corregidora	GTO	Occidental	AUT.	1	0	0
67	Teléfonos de México, Central Tlaquepaque	JAL	Occidental	AUT.	2	0	0
68	Teléfonos de México, Central Fuentes	COAH	Noreste	AUT.	1	0	0
69	Teléfonos de México, Central Vallarta	JAL	Occidental	AUT.	1	0	0
70	Teléfonos de México, Central Popocatepetl I	DF	Central	AUT.	2	0	0
71	Teléfonos de México, Central Santa Fé	NL	Noreste	AUT.	1	0	0
72	Maquilas Teta Kawi	SON	Noroeste	AUT.	1	0	0
73	Panasonic de México	MEX	Central	AUT.	3	0	0
74	Cinemex Iztapalapa	DF	Central	AUT.	1	0	0
75	Teléfonos de México, Central Roma I	DF	Central	AUT.	3	0	0
76	Teléfonos de México, Central Aragón	DF	Central	AUT.	1	0	0
77	Teléfonos de México, Central Atzacolco	DF	Central	AUT.	1	0	0
78	Teléfonos de México, Central Ejército de Oriente	DF	Central	AUT.	1	0	0
79	Teléfonos de México, Central San Jerónimo	DF	Central	AUT.	1	0	0
80	Cinemex Zaragoza	DF	Central	AUT.	1	0	0
81	Teléfonos de México, Central Montejo	YUC	Peninsular	AUT.	1	0	0
82	Cinemex Plaza Sur	DF	Central	AUT.	1	0	0
83	Cinemex Universidad	DF	Central	AUT.	1	0	0
84	Cinemex Galerías	DF	Central	AUT.	1	0	0
85	Fundilag Hierro	COAH	Noreste	AUT.	2	2	1
86	Teléfonos de México, Central Aztecas	GTO	Occidental	AUT.	1	0	0
87	Teléfonos de México, Central La Paz	PUE	Oriental	AUT.	1	0	0
88	Teléfonos de México, Central Coatzacoalcos	VER	Oriental	AUT.	1	0	0
89	Teléfonos de México, Centro Telefónico Puebla	PUE	Oriental	AUT.	2	0	0
90	Teléfonos de México, Central Lerdo Tops	VER	Oriental	AUT.	1	0	0
91	Sabritas	SON	Noroeste	AUT.	3	0	0
92	Teléfonos de México,	COL	Occidental	AUT.	1	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
	Central Colima						
93	Teléfonos de México, Central Chapalita	JAL	Occidental	AUT.	1	0	0
94	Teléfonos de México, Central Yáñez	SON	Noroeste	AUT.	1	0	0
95	Teléfonos de México, Centro De Trabajo Lindavista	DF	Central	AUT.	1	0	0
96	Porcelanite Lamosa, Planta Porcel	TLAX	Oriental	AUT.	10	0	0
97	Teléfonos de México, Central Cuautitlán de Romero Rubio	MEX	Central	AUT.	1	0	0
98	Teléfonos de México, Central Fuertes	PUE	Oriental	AUT.	1	0	0
99	Teléfonos de México, Central Revolución	HGO	Central	AUT.	1	0	0
100	Teléfonos de México, Central Azteca Metro	MEX	Central	AUT.	1	0	0
101	Teléfonos de México, Centro Administrativo San Juan	DF	Central	AUT.	6	0	0
102	Teléfonos de México, Centro Administrativo Verónica	DF	Central	AUT.	2	0	0
103	Teléfonos de México, Central C.T. Mixcoac	DF	Central	AUT.	1	0	0
104	Teléfonos de México, Central Pedro Moreno	GTO	Occidental	AUT.	1	0	0
105	Teléfonos de México, Central Copémico	CHIH	Norte	AUT.	1	0	0
106	Teléfonos de México, Central Hidalgo II	GRO	Oriental	AUT.	1	0	0
107	Marindustrias	COL	Occidental	AUT.	2	0	1
108	Draexlmaier Components Automotivo de México	SLP	Occidental	AUT.	2	0	0
109	Cinemex Real	DF	Central	AUT.	1	0	0
110	Cinemex Tenayuca	DF	Central	AUT.	1	0	0
111	Cinemex Ticomán	DF	Central	AUT.	1	0	0
112	Cinemex Izcalli	MEX	Central	AUT.	1	0	0
113	Cinemex Coacalco	MEX	Central	AUT.	1	0	0
114	Cinemex Aragón	DF	Central	AUT.	1	0	0
115	Cinemex Palacio Chino	DF	Central	AUT.	1	0	0
116	Cinemex Mundo E	MEX	Central	AUT.	1	0	0
117	Cinemex Cuiculco	DF	Central	AUT.	1	0	0
118	Cinemex Coapa	DF	Central	AUT.	1	0	0
119	Generadora La Paz	SLP	Occidental	AUT.	13	0	5
120	Manantiales La Asunción	PUE	Oriental	AUT.	2	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
121	Cinemex Polanco	DF	Central	AUT.	1	0	0
122	Teléfonos de México, Central Mirador	MOR	Central	AUT.	1	0	0
123	Teléfonos de México, Central Paseo	TAB	Oriental	AUT.	1	0	0
124	Graftech México	NL	Noreste	AUT.	14	0	3
125	Cinemex Cuauhtémoc	DF	Central	AUT.	1	0	0
126	Hotel Condesa del Mar	GRO	Oriental	AUT.	1	0	0
127	Pemex-Exploración y Producción Estación de Compresión y Manejo de Gas El Raudal	VER	Oriental	AUT.	2	0	0
128	Hotelería Del Sudeste, Planta Fiesta Americana Mérida	YUC	Peninsular	AUT.	2	0	0
129	Grupo Posadas, Planta Fiesta Americana Cancún	QR	Peninsular	AUT.	1	0	0
130	Compañía Desarrolladora Los Cabos, Planta Fiesta Americana Grand Los Cabos	BCS	Baja California Sur	AUT.	2	0	0
131	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, Planta Puebla	PUE	Oriental	AUT.	3	0	0
132	Kellogg de México	QRO	Occidental	AUT.	6	0	4
133	Teléfonos de México, Central Petrolera	VER	Oriental	AUT.	1	0	0
134	Teléfonos de México, Central Cultura	NAY	Occidental	AUT.	1	0	0
135	Ganadería Integral Sk	NL	Noreste	AUT.	3	0	0
136	Posadas de Latinoamérica, Planta Fiesta Americana Grand Agua	QR	Peninsular	AUT.	1	0	0
137	Solvay & Cpc Barium Strontium Monterrey	NL	Noreste	AUT.	2	0	0
138	Printpack Packaging de México	QRO	Occidental	AUT.	2	0	0
139	Teléfonos De México, Central Chamizal	MEX	Central	AUT.	1	0	0
140	Teléfonos de México, Central Los Tollocan	MEX	Central	AUT.	1	0	0
141	Gollek Interamerica	NL	Noreste	AUT.	3	0	0
142	Agropecuaria La Norteña	CHIH	Norte	AUT.	2	0	0
143	Teléfonos de México, Central Guadalupe Metropolitana	DF	Central	AUT.	1	0	0
144	Teléfonos del Noroeste, Central Arbol III	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
145	Teléfonos del Noroeste, Central Principal	BC	Baja California	AUT.	1	0	0
146	Teléfonos del Noroeste, Central Lomas	BC	Baja California	AUT.	1	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
147	Sales del Istmo	VER	Oriental	AUT.	3	0	0
148	Sekisui S-Lec México	MOR	Central	AUT.	1	0	0
149	Plásticos y Materias Primas	JAL	Occidental	AUT.	5	0	4
150	Conductores Mexicanos Eléctricos y de Telecomunicaciones, Planta Guadalajara	JAL	Occidental	AUT.	3	0	1
151	Sistema de Agua y Saneamiento Metropolitano de Veracruz, Boca del Río y Medellín	VER	Oriental	AUT.	3	0	1
152	No Sabe Fallar	MEX	Central	AUT.	2	0	0
153	Sílices de Veracruz	VER	Oriental	AUT.	7	0	0
154	Mabe México, Planta Plásticos	QRO	Occidental	AUT.	2	0	1
155	Mabe México, Planta Troquelados	QRO	Occidental	AUT.	1	0	0
156	Cervecería Modelo de Torreón	COAH	Noreste	AUT.	4	4	1
157	Vitracoat Pinturas en Polvo	MEX	Central	AUT.	1	0	0
158	Saint Gobain Vetrotex América	TLAX	Oriental	AUT.	4	0	0
159	Tesoros Inmobiliarios	MEX	Central	AUT.	1	0	0
160	Conductores Mexicanos Eléctricos y de Telecomunicaciones, Planta Latincasa	SLP	Occidental	AUT.	4	0	4
161	Grupo Técnico de Servicios	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
162	Hierro Sonora	SON	Noroeste	AUT.	3	0	8
163	Innophos Fosfatados de México	VER	Oriental	AUT.	16	0	83
164	Wabash Technologies de México	BC	Baja California	AUT.	1	0	0
165	Azinsa Aluminio	MEX	Central	AUT.	1	0	0
166	Ternium México, Planta Apm	NL	Noreste	AUT.	5	0	0
167	Plásticos Irisagua	JAL	Occidental	AUT.	4	0	2
168	Plastibolsa	DF	Central	AUT.	2	0	1
169	Minas Santa María de Moris	CHIH	Norte	AUT.	3	0	1
170	Mabe Sanyo Compressors	SLP	Occidental	AUT.	3	0	1
171	Parque de Tecnología Electrónica	JAL	Occidental	AUT.	7	0	0
172	Dafmex	BC	Baja California	AUT.	1	0	0
173	Bimbo, Planta Bimbo de Baja California	BC	Baja California	AUT.	3	0	0
174	Alambres Procesados	HGO	Central	AUT.	2	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Industriales, Planta Belisario Domínguez 57						
175	Yoggo de México	SLP	Occidental	AUT.	1	0	0
176	Minas de la Alta Pimería	CHIH	Norte	AUT.	9	0	5
177	Sánchez y Martín	JAL	Occidental	AUT.	2	0	1
178	Bimbo, Planta Marinela de Baja California	BC	Baja California	AUT.	1	0	0
179	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Eco-1	CAMP	Oriental	AUT.	1	0	1
180	Novatec Pagani	GTO	Occidental	AUT.	2	0	0
181	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C Inyección	CAMP	Oriental	AUT.	1	0	0
182	Vidrio Formas	MEX	Central	AUT.	3	0	0
183	Operaciones Turísticas Integrales de México	COL	Occidental	AUT.	2	0	0
184	Sasa del Pacífico	GRO	Oriental	AUT.	1	0	1
185	Nestlé México	QRO	Occidental	AUT.	2	0	1
186	Geusa de Occidente	MICH	Occidental	AUT.	3	0	2
187	Leiser, Planta San Luis Potosí	SLP	Occidental	AUT.	9	0	3
188	Alfa Corporativo	NL	Noreste	AUT.	2	0	0
189	Ganadería Integral Vizur	SIN	Noroeste	AUT.	3	0	0
190	El Palacio de Hierro, Sucursal Guadalajara	JAL	Occidental	AUT.	3	0	0
191	Mabe México, Planta Saltillo	COAH	Noreste	AUT.	9	0	4
192	Servicios de Operaciones Hoteleras, Central Cancún	QR	Peninsular	AUT.	1	0	0
193	Avomex Internacional	COAH	Noreste	AUT.	4	0	0
194	Tecnologías para el Cuidado Ambiental	SLP	Occidental	AUT.	2	0	6
195	Bepensa Bebidas	YUC	Peninsular	AUT.	2	0	1
196	Embotelladora del Caribe	QR	Peninsular	AUT.	2	0	0
197	Mega Empack Planta II	QR	Peninsular	AUT.	2	0	1
198	Secretaría de Seguridad Pública, Planta Colonia Penal Federal	NAY	Occidental	AUT.	3	0	10
199	Grupo Gamesa, Planta Celaya	GTO	Occidental	AUT.	8	0	11
200	Sabritas, Planta Orizaba	VER	Oriental	AUT.	3	0	0
201	Nemak	NL	Noreste	AUT.	7	0	0
202	Continental Automotive Mexicana	GTO	Occidental	AUT.	1	0	0
203	La Torre del Vigía	MEX	Central	AUT.	4	0	1

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{2/}	Generación Bruta (GWh)
204	Schering Plough	DF	Central	AUT.	6	0	2
205	Coeur Mexicana	CHIH	Norte	AUT.	22	0	36
206	Hotel Gran Caribe Real	QR	Peninsular	AUT.	1	0	0
207	Compañía Minera Dolores, Área de Procesos	CHIH	Norte	AUT.	11	0	42
208	Compañía Minera Dolores, Área de Campamento	CHIH	Norte	AUT.	1	0	3
209	Agnico Eagle México	CHIH	Norte	AUT.	15	15	1
210	Royal Porto	QR	Peninsular	AUT.	1	0	4
211	Honeywell Aerospace de México,	CHIH	Norte	AUT.	4	0	0
212	Lmf Frisa Comercial	MEX	Central	AUT.	1	0	0
213	Productos Urólogos de México	BC	Baja California	AUT.	3	0	0
214	Rafypak	MEX	Central	AUT.	2	0	0
215	The Royal Cancún	QR	Peninsular	AUT.	2	0	0
216	Nestlé México, Planta Coatepec	VER	Oriental	AUT.	2	0	0
217	Don David Gold México	OAX	Oriental	AUT.	4	0	4
218	Laboratorios Pisa, Planta Tlajomulco	JAL	Occidental	AUT.	5	0	1
219	Empacadora Celaya	GTO	Occidental	AUT.	2	0	1
220	Continental Automotive Mexicana, Planta Cuautla	MOR	Central	AUT.	3	0	1
221	Posco México	TAMS	Noreste	AUT.	21	0	79
222	Covalence Specialty Materials México	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
223	Auma	CHIH	Norte	AUT.	2	0	0
224	Rivera Mayan	QR	Peninsular	AUT.	4	0	1
225	Nusantara de México, Mina Santa Elena	SON	Noroeste	AUT.	12	0	24
226	Desarrollos Mineros San Luis	GRO	Oriental	AUT.	4	0	0
227	Mayakobá Thai	QR	Peninsular	AUT.	3	0	1
228	Proteína Animal	JAL	Occidental	AUT.	4	0	3
229	Monclova Pirineos Gas	COAH	Noreste	AUT.	2	0	16
230	Pollo de Querétaro	QRO	Occidental	AUT.	2	0	0
231	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Habitacional Litoral Tabasco Ha-Lt-01	TAB	Oriental	AUT.	5	0	3
232	Agnico Eagle México, Proyecto Mascota	CHIH	Norte	AUT.	4	0	1
233	Ecosys III	GTO	Occidental	AUT.	2	0	2
234	Minera y Metalúrgica del	BCS	Baja	AUT.	31	0	43

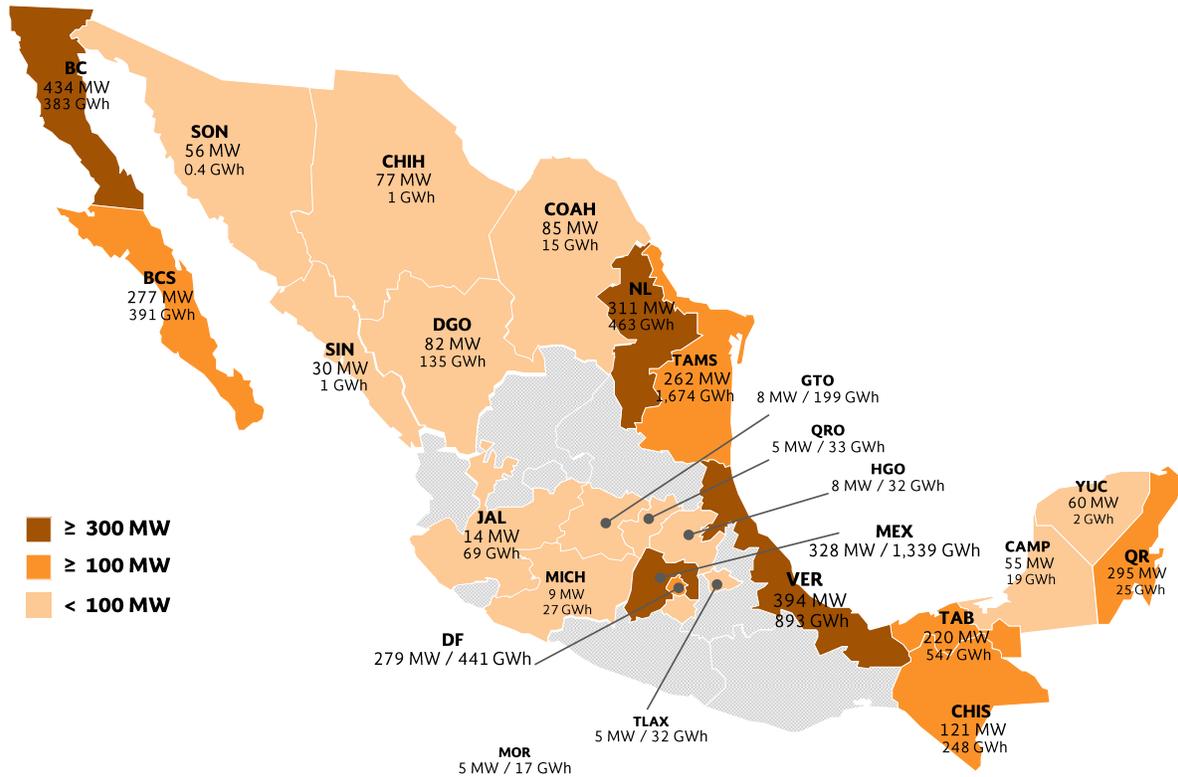
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Boleo		California Sur				
235	Minera Real de Ángeles, Unidad El Concheño	CHIH	Norte	AUT.	24	24	6
236	Sony Nuevo Laredo	TAMS	Noreste	AUT.	2	0	18
237	El Palacio de Hierro, Sucursal Interlomas	MEX	Central	AUT.	3	0	2
238	Harinera La Espiga	DF	Central	AUT.	2	0	9
239	Jacktar	QR	Peninsular	AUT.	3	0	4
240	Grupo Romamills	MEX	Central	AUT.	3	0	14
241	Laproba El Águila,	GTO	Occidental	AUT.	2	0	0
242	Tmq Generación Energía Renovable	QRO	Occidental	AUT.	1	0	0
243	Empacadora San Marcos	PUE	Oriental	AUT.	1	0	0
244	Laboratorios Sophia	JAL	Occidental	AUT.	2	0	0
245	El Palacio de Hierro, Sucursal Villahermosa	TAB	Oriental	AUT.	2	0	0
246	Goplás	MEX	Central	AUT.	1	0	4
247	Agribands Purina México	GTO	Occidental	AUT.	1	1	2
248	Agnico Sonora	SON	Noroeste	AUT.	6	0	12
249	Inversiones Palma	QR	Peninsular	AUT.	3	0	1
250	Inversiones Mallorca	QR	Peninsular	AUT.	3	0	2
251	Beneficencia Española de La Laguna	COAH	Noreste	AUT.	1	0	0
252	Ensamblados Hyson	BC	Baja California	AUT.	2	0	0
253	Minera Roble	DGO	Norte	AUT.	2	0	0
254	Minas de Oro Nacional	SON	Noroeste	AUT.	19	0	0
255	Qualtia Alimentos Operaciones	MEX	Central	AUT.	5	0	0
256	Hersmex	NL	Noreste	AUT.	4	0	0
257	Energía Bidarena	MEX	Central	COG.	6	0	34
258	Becton Dickinson de México	MEX	Central	COG.	7	0	1
259	Prup	HGO	Central	COG.	5	0	9
260	Conservas La Costeña y Jugomex	MEX	Central	COG.	1	0	5
261	Cartones Ponderosa	QRO	Occidental	COG.	20	0	58
262	Productora Nacional de Papel	SLP	Occidental	COG.	17	0	22
263	Cobielec	PUE	Oriental	COG.	3	0	1
264	Productos Roche, Planta Toluca	MEX	Central	COG.	2	0	0
265	Atlatic	QRO	Occidental	COG.	1	0	4

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
266	Sigma Alimentos Centro, Planta Atitalaquia	HGO	Central	COG.	3	0	11
267	Ce G. Sanborns	DF	Central	COG.	1	1	7
268	Sky Eps Supply	PUE	Oriental	COG.	27	10	15
269	Productos Alimenticios La Moderna	JAL	Occidental	COG.	4	0	0
270	Industrias Ferroplásticas	QRO	Occidental	COG.	1	0	0
271	Renova Atlatec	JAL	Occidental	COG.	11	0	0
272	Eurocopter de México Planta Querétaro	QRO	Occidental	COG.	3	0	1
273	Compañía Occidental Mexicana	BCS	Baja California Sur	U.P.C.	9	0	5
274	Exportadora Planta Guerrero Negro e Isla de Cedros	BCS	Baja California Sur	U.P.C.	22	0	15
Total					1,312	483	2,269

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.3. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES TURBOGÁS^{1/}



^{1/} Se incluye la tecnología de turbogás móvil. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.3. CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBOGÁS

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Aragón	DF	Central	CFE	32	32	71
2	Arroyo del Coyote (Nuevo Laredo)	TAMS	Noreste	CFE	0	0	0
3	Atenco	MEX	Central	CFE	32	32	82
4	Cancún	QR	Peninsular	CFE	102	102	6
5	Chankanaab	QR	Peninsular	CFE	53	53	8
6	Chaveña	CHIH	Norte	CFE	0	0	0
7	Chávez	COAH	Norte	CFE	28	28	0
8	Chihuahua	CHIH	Norte	CFE	0	0	0
9	Ciprés	BC	Baja California	CFE	27	27	1
10	Ciudad Constitución	BCS	Baja California Sur	CFE	33	33	25
11	Ciudad del Carmen	CAMP	Peninsular	CFE	47	47	4
12	Ciudad Obregón	SON	Noroeste	CFE	14	14	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
13	Coapa	DF	Central	CFE	32	32	83
14	Cogeneración Salamanca	GTO	Occidental	CFE	0	0	153
15	Coyotepec	MEX	Central	CFE	64	64	434
16	Cuautitlán	MEX	Central	CFE	32	32	218
17	Culiacán	SIN	Noroeste	CFE	30	30	1
18	Ecatepec	MEX	Central	CFE	32	32	97
19	Fundidora	NL	Noreste	CFE	12	12	2
20	Huinalá	NL	Noreste	CFE	150	150	387
21	Industrial Caborca	SON	Noroeste	CFE	42	42	0
22	Industrial Juárez	CHIH	Norte	CFE	18	18	0
23	Iztapalapa	DF	Central	CFE	32	32	92
24	La Laguna	DGO	Norte	CFE	56	56	0
25	La Paz	BCS	Baja California Sur	CFE	43	43	18
26	Las Cruces	GRO	Oriental	CFE	0	0	0
27	Lechería	MEX	Central	CFE	0	0	0
28	Leona	NL	Noreste	CFE	24	24	5
29	Los Cabos	BCS	Baja California Sur	CFE	85	85	245
30	Magdalena	DF	Central	CFE	32	32	61
31	Manzanillo (Gral. Manuel Álvarez Moreno)	COL	Occidental	CFE	0	0	0
32	Mérida II	YUC	Peninsular	CFE	30	30	2
33	Mexicali	BC	Baja California	CFE	62	62	1
34	Monclova	COAH	Noreste	CFE	48	48	8
35	Nachi - Cocom	YUC	Peninsular	CFE	30	30	0
36	Nizuc	QR	Peninsular	CFE	88	88	8
37	Nonoalco	DF	Central	CFE	106	106	1
38	Parque	CHIH	Norte	CFE	59	59	1
39	Reg. Valle de Mex. (Turbogás)	MEX	Central	CFE	0	0	0
40	Remedios	MEX	Central	CFE	32	32	86
41	Santa Cruz	DF	Central	CFE	32	32	88
42	Tecnológico	NL	Noreste	CFE	26	26	0
43	Tijuana	BC	Baja California	CFE	345	345	381
44	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	VER	Oriental	CFE	0	0	0
45	Universidad	NL	Noreste	CFE	24	24	4
46	Valle de México	MEX	Central	CFE	0	0	0

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
47	Vallejo	MEX	Central	CFE	32	32	91
48	Victoria	MEX	Central	CFE	32	32	78
49	Villa de las Flores	MEX	Central	CFE	32	32	83
50	Vizcaino	BCS	Baja California Sur	CFE	14	14	16
51	Xul – Ha	QR	Peninsular	CFE	40	40	2
52	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Centro Procesador de Gas Área Coatzacoalcos	VER	Oriental	AUT.	50	0	57
53	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta	CAMP	Oriental	AUT.	8	0	16
54	Ternium México, Planta Monterrey	NL	Noreste	AUT.	50	0	31
55	Vidrio Plano de México	NL	Noreste	AUT.	11	0	0
56	Italaise	QRO	Occidental	AUT.	5	4	33
57	Gresaise	TLAX	Oriental	AUT.	5	4	32
58	Mission Hills	GTO	Occidental	AUT.	8	0	46
59	Cargill de México	HGO	Central	AUT.	8	0	32
60	Pemex-Petroquímica, Terminal Refrigerada Pajaritos	VER	Oriental	AUT.	14	13	39
61	Abbott Laboratories de México	DF	Central	AUT.	6	0	14
62	Industrial Papelera Mexicana, Planta Uruapan	MICH	Occidental	AUT.	8	0	27
63	Urrea Herramientas Profesionales	JAL	Occidental	AUT.	1	0	0
64	Representaciones e Investigaciones Médicas	JAL	Occidental	AUT.	1	0	0
65	Fersinsa Gb	COAH	Noreste	COG.	6	0	6
66	Almidones Mexicanos	JAL	Occidental	COG.	12	0	69
67	Enertek	TAMS	Noreste	COG.	168	152	1,153
68	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cactus	CHIS	Oriental	COG.	121	18	248
69	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Morelos	VER	Oriental	COG.	172	28	485
70	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Pajaritos	VER	Oriental	COG.	59	0	113
71	Styrolution Mexicana	TAMS	Noreste	COG.	11	0	67
72	Industrias Químicas Falcon de México	MOR	Central	COG.	5	0	17
73	Tractebel Energía de Pánuco	TAMS	Noreste	COG.	28	0	174

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
74	El Palacio de Hierro, Sucursal Monterrey	NL	Noreste	COG.	1	0	3
75	Procter & Gamble Manufactura, Planta Talismán	DF	Central	COG.	7	0	30
76	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Cd. Pemex	TAB	Oriental	COG.	59	33	278
77	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador La Venta	TAB	Oriental	COG.	22	22	101
78	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cosoleacaque	VER	Oriental	COG.	60	0	38
79	Pemex-Exploración y Producción, Planta Eléctrica Cárdenas	TAB	Oriental	COG.	42	0	56
80	Pemex-Exploración y Producción, Terminal Marítima Dos Bocas	TAB	Oriental	COG.	96	0	111
81	Bio Pappel	DGO	Norte	COG.	23	16	127
82	Atlatic, Planta El Ahogado	DGO	Norte	COG.	3	0	7
83	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Burgos	TAMS	Noreste	COG.	20	0	130
84	Tlalnepantla Cogeneración	MEX	Central	COG.	28	22	145
85	Energía Mk Kf	TAMS	Noreste	COG.	36	36	151
86	Láminas Acanaladas Infinita	MEX	Central	COG.	6	0	0
87	Bio Pappel Printing	VER	Oriental	COG.	40	0	162
88	Empaques Modernos San Pablo	MEX	Central	COG.	6	0	25
89	Proteínas Naturales	NL	Noreste	COG.	6	0	30
90	Homecare de México	NL	Noreste	COG.	1	0	0
91	Csi En Saltillo	COAH	Noreste	COG.	3	0	0
92	Gs Energía	MICH	Occidental	COG.	1	0	0
93	Papeles y Conversiones de México	NL	Noreste	COG.	5	0	0
94	Baja California Sur I (Loreto TG) ^{2/}	BCS	Baja California Sur	CFE	20	20	0
95	Guerrero Negro II (Vizcaíno) ^{2/}	BCS	Baja California Sur	CFE	13	13	52
96	Los Cabos ^{2/}	BCS	Baja California Sur	CFE	55	55	16
97	Santa Rosalía (Guerrero Negro) ^{2/}	BCS	Baja California Sur	CFE	15	15	19
98	Xul - Ha ^{2/}	QR	Peninsular	CFE	13	13	0
99	Química Del Rey ^{3/}	S.D.	Norte	AUT.	0	7	0

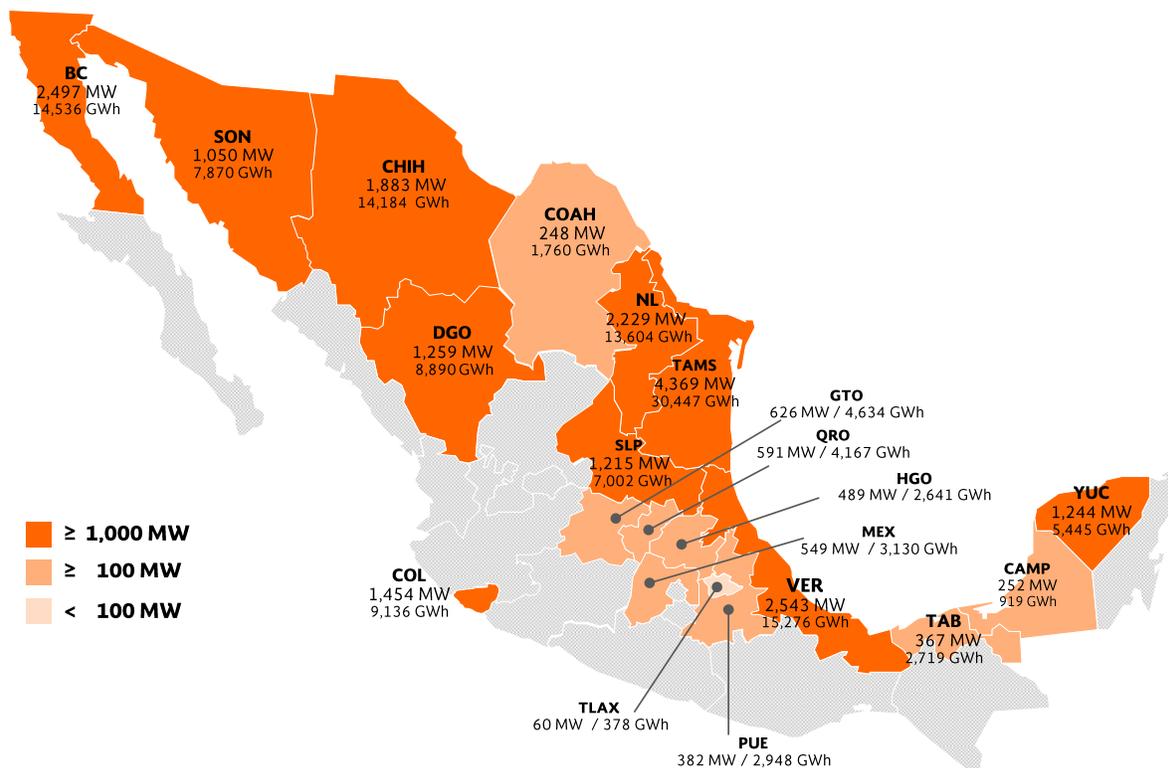
No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
100	Cp Ingredientes (Arancia) ^{3/}	S.D.	Occidental	AUT.	0	21	0
101	Sistemas Energéticos Sisa ^{3/}	VER	Oriental	AUT.	0	64	0
102	Láminas Acanaladas ^{3/}	S.D.	Central	COG.	0	4	0
Total					3,419	2,643	6,985

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. ^{2/} Corresponden a centrales turbogás móvil. ^{3/} Permisos que aportan capacidad al SIN de acuerdo al CENACE pero no reportaron generación ante la CRE. S.D. (sin dato).

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.4. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.4. CENTRALES DE GENERACIÓN DE CICLO COMBINADO

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Altamira II PIE	TAMS	Noreste	PIE	495	507	3,179
2	Altamira III y IV PIE	TAMS	Noreste	PIE	1,036	1,062	7,588
3	Altamira V PIE	TAMS	Noreste	PIE	1,121	1,149	7,851
4	Chihuahua II (El Encino)	CHIH	Norte	CFE	619	619	4,597
5	Dos Bocas	VER	Oriental	CFE	452	452	1,453
6	El Sáuz	QRO	Occidental	CFE	591	591	4,167
7	El Sáuz (PIE)	GTO	Occidental	PIE	495	507	3,914
8	Fuerza y Energía de Hermosillo PIE	SON	Noroeste	PIE	250	256	1,764
9	Gómez Palacio	DGO	Norte	CFE	240	240	1,434
10	Hermosillo	SON	Noroeste	CFE	227	227	1,671
11	Huinalá	NL	Noreste	CFE	378	378	2,008
12	Huinalá II	NL	Noreste	CFE	459	459	2,729
13	La Laguna II PIE	DGO	Norte	PIE	498	510	3,518
14	Manzanillo (Gral. Manuel)	COL	Occidental	CFE	1,454	1,454	9,136

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Álvarez Moreno)						
15	Mérida III PIE	YUC	Peninsular	PIE	484	496	2,227
16	Mexicali PIE	BC	Baja California	PIE	489	501	2,218
17	Monterrey III (Dulces Nombres) PIE	NL	Noreste	PIE	449	460	3,376
18	Naco Nogales PIE	SON	Noroeste	PIE	258	264	2,445
19	Norte (PIE)	DGO	Norte	PIE	450	461	3,672
20	Norte II PIE	CHIH	Norte	PIE	433	444	3,509
21	Presidente Juárez	BC	Baja California	CFE	773	773	5,267
22	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	TAMS	Noreste	CFE	211	211	1,205
23	Río Bravo II (Anáhuac) PIE	TAMS	Noreste	PIE	495	507	3,584
24	Río Bravo III PIE	TAMS	Noreste	PIE	495	507	3,388
25	Río Bravo IV PIE	TAMS	Noreste	PIE	500	513	3,552
26	Saltillo PIE	COAH	Noreste	PIE	248	254	1,760
27	Samalayuca II	CHIH	Norte	CFE	522	522	4,188
28	San Lorenzo potencia	PUE	Oriental	CFE	382	382	2,948
29	Tamazunchale PIE	SLP	Noreste	PIE	1,135	1,163	7,002
30	Transalta Campeche PIE	CAMP	Peninsular	PIE	252	259	919
31	Transalta Chihuahua III PIE	CHIH	Norte	PIE	259	265	1,826
32	Tula (Francisco Pérez Ríos)	HGO	Central	CFE	489	489	2,641
33	Tuxpan II (Tres Estrellas) PIE	VER	Oriental	PIE	495	507	2,439
34	Tuxpan III y IV PIE	VER	Oriental	PIE	983	1,008	7,760
35	Tuxpan V PIE	VER	Oriental	PIE	495	507	3,624
36	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	YUC	Peninsular	CFE	220	220	482
37	Valladolid III PIE	YUC	Peninsular	PIE	525	538	2,736
38	Valle de México	MEX	Central	CFE	549	549	3,130
39	Energía Azteca VIII	GTO	Occidental	AUT.	131	131	720
40	Iberdrola Energía Monterrey	NL	Noreste	AUT.	659	536	3,455
41	Iberdrola Energía La Laguna	DGO	Norte	AUT.	41	40	152
42	México Generadora de Energía	SON	Noroeste	AUT.	265	250	1,852
43	Energía Chihuahua	CHIH	Norte	AUT.	50	50	65
44	Iberdrola Energía Tamazunchale	SLP	Occidental	AUT.	80	0	0
45	Fuerza y Energía de Naco-Nogales	SON	Noroeste	AUT.	50	50	139

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
46	Mexichem Resinas Vinílicas	TAMS	Noreste	COG.	16	0	99
47	Tractebel Energía de Monterrey	NL	Noreste	COG.	284	284	2,037
48	Procter & Gamble Manufactura	TLAX	Oriental	COG.	60	60	378
49	Pemex-Gas y Petroquímica Básica, Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	TAB	Oriental	COG.	367	367	2,719
50	Cogeneración de Energía Limpia de Cosoleacaque	VER	Oriental	COG.	118	118	0
51	Energía Azteca X	BC	Baja California	EXP.	219	80	1,194
52	Termoeléctrica de Mexicali	BC	Baja California	EXP.	680	0	4,261
53	Energía de Baja California	BC	Baja California	EXP.	337	0	1,594
54	Aes Mérida III	YUC	Peninsular	EXP.	15	0	0
55	Fuerza y Energía de Norte Durango	DGO	Norte	P.P.	30	30	115
56	Celfimex	S.D.	Oriental	COG.	0	4	0
Total					23,309	22,215	149,688

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE y capacidad bruta para los PIE's. ^{2/} Permissionarios que aportan capacidad al SIN de acuerdo al CENACE pero no reportaron generación ante la CRE. S.D. (sin dato).

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.5. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y LECHO FLUIDIZADO



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.5.A. CENTRALES DE GENERACIÓN CARBOELÉCTRICAS

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Carbón II	COAH	Noreste	CFE	1,400	1,400	8,559
2	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	GRO	Occidental	CFE	2,778	2,778	16,167
3	Río Escondido (José López Portillo)	COAH	Noreste	CFE	1,200	1,200	8,887
Total					5,378	5,378	33,613

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

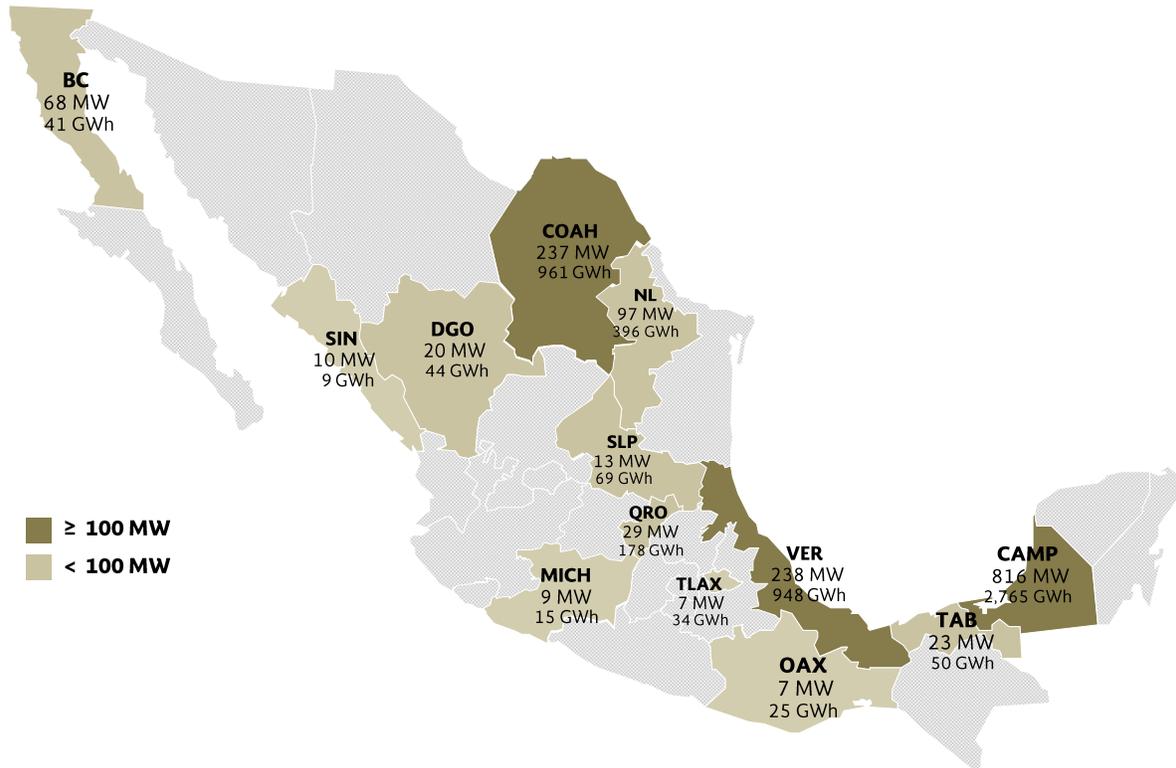
TABLA 2.3.5.B. CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA DE LECHO FLUIDIZADO

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Termoeléctrica del Golfo	SLP	Occidental	AUT.	290	230	2,117
2	Termoeléctrica Peñoles	SLP	Occidental	AUT.	290	290	2,230
Total					580	520	4,347

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.6. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES CON TECNOLOGÍAS MÚLTIPLES



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.6. CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON TECNOLOGÍAS MÚLTIPLES

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-D	CAMP	Oriental	AUT.	7	0	15
2	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún Inyección de Agua	CAMP	Oriental	AUT.	36	0	14
3	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-A	CAMP	Oriental	AUT.	10	0	7
4	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Ku-H	CAMP	Oriental	AUT.	15	0	15
5	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Nohoch-A	CAMP	Oriental	AUT.	14	0	26
6	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Pol-A	CAMP	Oriental	AUT.	9	0	16
7	Pemex-Exploración y	CAMP	Oriental	AUT.	5	0	4

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Producción, Complejo Marino de Rebombeo						
8	Ingredion México	QRO	Occidental	AUT.	29	0	178
9	Pemex-Exploración y Producción, Sistema de Bombeo Electrocentrífugo para el Campo Ek-Balam	CAMP	Oriental	AUT.	17	0	37
10	Impulsora de la Cuenca del Papaloapan	VER	Oriental	AUT.	24	0	87
11	Altos Hornos de México	COAH	Noreste	AUT.	220	0	912
12	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-C	CAMP	Oriental	AUT.	28	0	36
13	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Akal-J	CAMP	Oriental	AUT.	17	0	28
14	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-N	CAMP	Oriental	AUT.	6	0	5
15	Pemex-Exploración y Producción, Complejo Marino de Producción Abkatún-A	CAMP	Oriental	AUT.	15	0	19
16	Magnelec	COAH	Noreste	AUT.	16	0	49
17	Cervecería Cuauhtémoc-Moctezuma, Planta Orizaba	VER	Oriental	AUT.	10	0	26
18	Ingenio Alianza Popular	SLP	Occidental	AUT.	6	0	33
19	Ingenio Eldorado	SIN	Noroeste	AUT.	10	0	9
20	Compañía Azucarera Independencia	VER	Oriental	AUT.	10	0	1
21	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma Akal-C, Compresión Ca-Ac-2	CAMP	Oriental	AUT.	13	0	31
22	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-B	CAMP	Oriental	AUT.	23	0	34
23	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Akal-L	CAMP	Oriental	AUT.	25	0	19
24	Energía Costa Azul	BC	Baja California	AUT.	68	0	41
25	Praxair México	TAB	Oriental	AUT.	16	0	23
26	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Zaap-C	CAMP	Oriental	AUT.	14	0	10
27	Pemex-Exploración y Producción, Barco de Proceso, Almacenamiento y Descarga, Yuum K'Ak'Naab	CAMP	Oriental	AUT.	62	0	5

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
28	Ingenio Nuevo San Francisco	VER	Oriental	AUT.	7	0	13
29	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-S	CAMP	Oriental	AUT.	14	0	13
30	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Ku-M	CAMP	Oriental	AUT.	15	0	11
31	Tecnología en Nitrógeno	TAB	Oriental	AUT.	7	0	27
32	Pemex-Exploración y Producción, Centro de Proceso Aka-G	CAMP	Oriental	AUT.	11	0	14
33	Primero Empresa Minera	DGO	Norte	AUT.	20	9	44
34	Pemex-Exploración y Producción, Plataforma de Generación Eléctrica, Pg-Zaap-C	CAMP	Oriental	AUT.	100	0	74
35	Productora de Papel	NL	Noreste	COG.	18	0	87
36	Pemex-Petroquímica, Complejo Petroquímico Cangrejera	VER	Oriental	COG.	164	0	740
37	Papelera Industrial Potosina	SLP	Occidental	COG.	7	4	36
38	Compañía de Nitrógeno de Cantarell	CAMP	Oriental	COG.	363	0	2,331
39	Celulosa de Fibras Mexicanas	TLAX	Oriental	COG.	7	0	34
40	Pemex-Refinación, Refinería Ing. Héctor Lara Sosa	NL	Noreste	COG.	79	0	309
41	Ingenio La Margarita	OAX	Oriental	U.P.C.	7	0	25
42	Ingenio Mahuixtlán	VER	Oriental	U.P.C.	3	0	5
43	Tereftalatos Mexicanos	VER	Oriental	U.P.C.	21	0	76
44	Ingenio Santa Clara	MICH	Occidental	U.P.C.	9	0	15
Total					1,573	13	5,534

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.7. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES EÓLICAS



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.7. CENTRALES DE GENERACIÓN EÓLICA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Guerrero Negro	BCS	Baja California Sur	CFE	1	1	0
2	La Venta I-II	OAX	Oriental	CFE	84	84	210
3	La Venta III PIE	OAX	Oriental	PIE	103	105	282
4	Oaxaca I PIE	OAX	Oriental	PIE	102	105	326
5	Oaxaca II PIE	OAX	Oriental	PIE	102	105	766
6	Oaxaca III PIE	OAX	Oriental	PIE	102	105	383
7	Oaxaca IV PIE	OAX	Oriental	PIE	102	105	107
8	Yuumil' iik	QR	Peninsular	CFE	2	2	2
9	Fuerza Eólica del Istmo	OAX	Oriental	AUT.	80	80	206
10	Eléctrica del Valle de México	OAX	Oriental	AUT.	68	68	175
11	Parques Ecológicos de México	OAX	Oriental	AUT.	80	80	110
12	Eoliatic del Istmo	OAX	Oriental	AUT.	164	164	579

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
13	Eurus	OAX	Oriental	AUT.	251	250	1,039
14	Bii Nee Stipa Energía Eólica	OAX	Oriental	AUT.	26	0	92
15	Eoliatec del Pacífico	OAX	Oriental	AUT.	160	160	508
16	Eólica Santa Catarina	NL	Noreste	AUT.	22	22	37
17	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 1	OAX	Oriental	AUT.	90	90	315
18	Municipio de Mexicali	BC	Baja California	AUT.	10	10	25
19	Compañía Eólica de Tamaulipas	TAMS	Noreste	AUT.	54	54	138
20	Stipa Nayaa	OAX	Oriental	AUT.	74	74	285
21	Eólica de Arriaga	CHIS	Oriental	AUT.	29	29	80
22	Desarrollos Eólicos Mexicanos de Oaxaca 2, Parque Eólico Piedra Larga Fase 2	OAX	Oriental	AUT.	138	138	186
23	Eólica Zopiloapan	OAX	Oriental	AUT.	70	70	260
24	Eólica Los Altos	JAL	Occidental	AUT.	50	50	165
25	Eólica El Retiro	OAX	Oriental	AUT.	74	74	148
26	Instituto de Investigaciones Eléctricas	OAX	Oriental	P.P.	0	1	0
27	Dominica Energía Limpia, S. de R.L. De C.V. ^{2/}	SLP	Occidental	AUT.	0	100	0
28	Fuerza Y Energía Bii Hioxo, S.A. de C.V. ^{2/}	OAX	Oriental	AUT.	0	228	0
29	Eólica Dos Árbolitos ^{2/}	OAX	Oriental	AUT.	0	70	0
30	BII NEE STIPA ^{2/}	S.D.	Oriental	AUT.	0	26	0
31	Energía Sonora PPE "Central Eólica Puerto Peñasco 1" ^{2/}	S.D.	Norte	P.P.	0	2	0
Total					2,036	2,448	6,426

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE y capacidad bruta para los PIE's. ^{2/} Permisarios que aportan capacidad al SIN de acuerdo al CENACE pero no reportaron generación ante la CRE. S.D. (sin dato). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.8. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES SOLARES



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.8. CENTRALES DE GENERACIÓN SOLAR

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Cerro Prieto	BC	Baja California	CFE	5	5	11
2	Sta. Rosalía (Tres Vírgenes)	BCS	Baja California Sur	CFE	1	1	2
3	Autoabastecimiento Renovable	AGS	Occidental	AUT.	1	1	2
4	Coppel	SIN	Noroeste	AUT.	1	1	1
5	Generadora Solar Apaseo	GTO	Occidental	AUT.	1	1	0
6	Plamex	BC	Baja California	AUT.	1	0	1
7	Celulosa y Papel del Bajío	GTO	Occidental	AUT.	1	0	1
8	Servicios Comerciales de Energía	BCS	Baja California Sur	P.P.	30	30	44
9	Tai Durango Uno	DGO	Norte	P.P.	16	17	24
Total					56	56	85

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.9. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

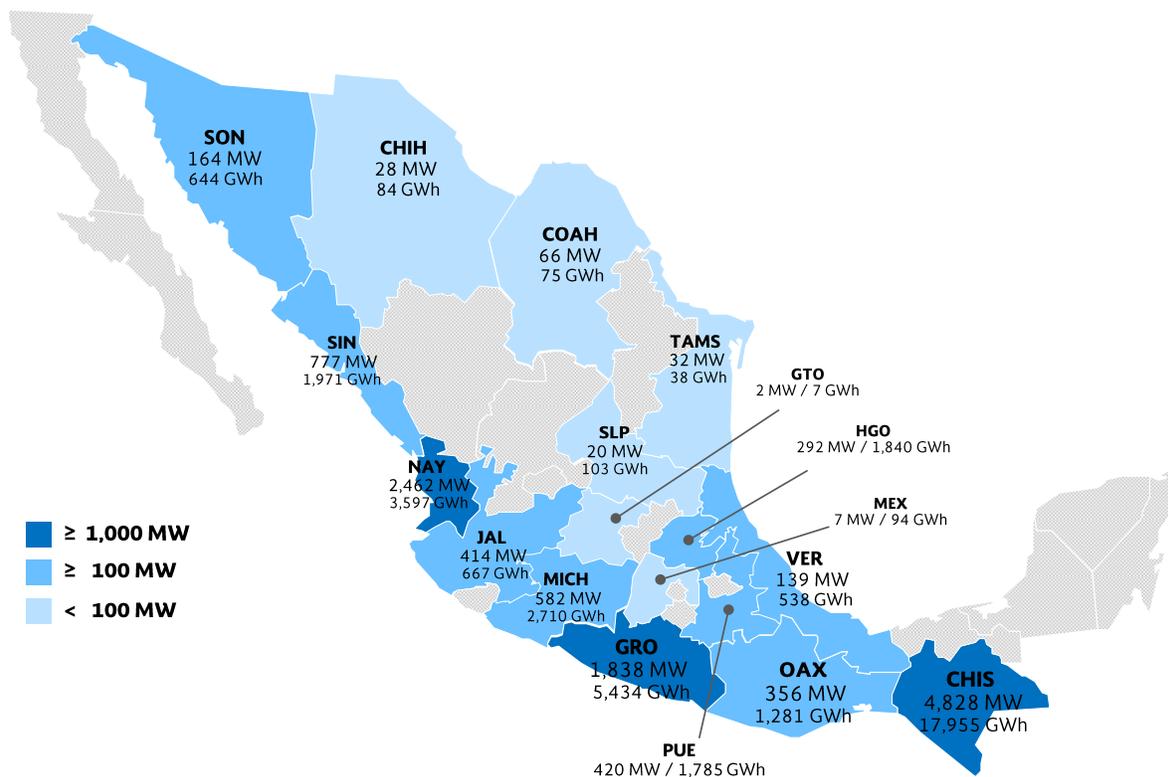
TABLA 2.3.9. CENTRALES DE GENERACIÓN GEOTERMOELÉCTRICA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Cerro Prieto I	BC	Baja California	CFE	30	30	3,957
2	Cerro Prieto II	BC	Baja California	CFE	220	220	0
3	Cerro Prieto III	BC	Baja California	CFE	220	220	0
4	Cerro Prieto IV	BC	Baja California	CFE	100	100	0
5	Los Azufres	MICH	Occidental	CFE	192	192	1,541
6	Los Humeros	PUE	Oriental	CFE	42	42	450
7	Tres Vírgenes	BCS	Baja California Sur	CFE	10	10	51
Total					813	813	6,000

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.10. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.10. CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Agua Prieta (Valentín Gómez Farías)	JAL	Occidental	CFE	240	240	225
2	Aguamilpa Solidaridad	NAY	Occidental	CFE	960	960	1,538
3	Alameda	MEX	Central	CFE	7	7	22
4	Angostura (Belisario Domínguez)	CHIS	Oriental	CFE	900	900	3,285
5	Bacurato	SIN	Noroeste	CFE	92	92	254
6	Bartolinas	MICH	Occidental	CFE	1	1	3
7	Bombaná	CHIS	Oriental	CFE	5	5	23
8	Boquilla	CHIH	Norte	CFE	25	25	76
9	Botello	MICH	Occidental	CFE	18	18	83
10	Cañada	HGO	Central	CFE	0	0	0
11	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	GRO	Oriental	CFE	600	600	1,608
12	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	CHIS	Oriental	CFE	2,400	2,400	7,227
13	Chilapan	VER	Oriental	CFE	26	26	122

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
14	Cóbano	MICH	Occidental	CFE	60	60	278
15	Colimilla	JAL	Occidental	CFE	51	51	56
16	Colina	CHIH	Norte	CFE	3	3	8
17	Colotlipa	GRO	Oriental	CFE	8	8	12
18	Comedero (Raúl J. Marsal)	SIN	Noroeste	CFE	100	100	138
19	Cupatitzio	MICH	Occidental	CFE	80	80	450
20	El Cajón (Leonardo Rodríguez A.)	NAY	Occidental	CFE	750	750	1,026
21	El Durazno	MEX	Central	CFE	0	0	0
22	El Fuerte (27 de Septiembre)	SIN	Noroeste	CFE	59	59	242
23	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	SON	Noroeste	CFE	135	135	512
24	El Retiro (José Cecilio del Valle)	CHIS	Oriental	CFE	21	21	108
25	El Salto (Camilo Arriaga)	SLP	Noreste	CFE	18	18	92
26	Electroquímica	SLP	Noreste	CFE	1	1	9
27	Encanto	VER	Oriental	CFE	10	10	14
28	Falcón	TAMS	Noreste	CFE	32	32	38
29	Fernández Leal	MEX	Central	CFE	0	0	0
30	Huazuntlán	VER	Oriental	CFE	0	0	0
31	Huites (Luis Donaldo Colosío)	SIN	Noroeste	CFE	422	422	1,077
32	Humaya	SIN	Noroeste	CFE	90	90	198
33	Infiernillo	GRO	Central	CFE	1,200	1,200	3,670
34	Intermedia (Luis Marcial Rojas)	JAL	Occidental	CFE	5	5	8
35	Itzícuaró	MICH	Occidental	CFE	1	1	2
36	Ixtaczoquitlán	VER	Oriental	CFE	2	2	12
37	Ixtapantongo	MEX	Central	CFE	0	0	0
38	Juandó	HGO	Central	CFE	0	0	0
39	Jumatán	NAY	Occidental	CFE	2	2	11
40	La Amistad	COAH	Noreste	CFE	66	66	75
41	La Venta (Ambrosio Figueroa)	GRO	Oriental	CFE	0	0	0
42	La Yesca	NAY	Occidental	CFE	750	750	1,022
43	Las Rosas	QRO	Occidental	CFE	0	0	0
44	Lerma (Tepuxtepec)	MICH	Central	CFE	74	74	248
45	Malpaso	CHIS	Oriental	CFE	1,080	1,080	5,016
46	Mazatepec	PUE	Oriental	CFE	220	220	678

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
47	Micos	SLP	Noreste	CFE	1	1	2
48	Minas	VER	Oriental	CFE	15	15	96
49	Mocúzari	SON	Noroeste	CFE	10	10	48
50	Necaxa	PUE	Central	CFE	109	109	436
51	Oviachic	SON	Noroeste	CFE	19	19	85
52	Patla	PUE	Central	CFE	37	37	179
53	Peñitas (Ángel Albino Corzo)	CHIS	Oriental	CFE	420	420	2,285
54	Platanal	MICH	Occidental	CFE	13	13	47
55	Portezuelo I	PUE	Oriental	CFE	2	2	14
56	Portezuelo II	PUE	Oriental	CFE	1	1	6
57	Puente Grande	JAL	Occidental	CFE	9	9	29
58	Reg. Valle de Mex. (Hidroeléctrica)	MEX	Central	CFE	0	0	0
59	San Pedro Porúas	MICH	Occidental	CFE	3	3	6
60	San Simón	MEX	Central	CFE	0	0	0
61	Sanalona (Salvador Alvarado)	SIN	Noroeste	CFE	14	14	61
62	Santa Bárbara	MEX	Central	CFE	0	0	23
63	Santa Rosa (General Manuel M. Diéguez)	JAL	Occidental	CFE	70	70	250
64	Schpoiná	CHIS	Oriental	CFE	2	2	10
65	Tamazulapan	OAX	Oriental	CFE	2	2	8
66	Temascal	OAX	Oriental	CFE	354	354	1,273
67	Temascaltepec	MEX	Central	CFE	0	0	0
68	Tepazolco	PUE	Oriental	CFE	0	0	0
69	Tepexic	PUE	Central	CFE	15	15	187
70	Texolo	VER	Oriental	CFE	2	2	12
71	Tezcapa	PUE	Central	CFE	0	0	0
72	Tingambato	MEX	Central	CFE	0	0	49
73	Tirio	MICH	Occidental	CFE	1	1	4
74	Tlilán	MEX	Central	CFE	0	0	0
75	Tuxpango	VER	Oriental	CFE	36	36	152
76	Villada	MEX	Central	CFE	0	0	0
77	Villita (José María Morelos)	MICH	Central	CFE	320	320	1,527
78	Zepayautla	MEX	Central	CFE	0	0	0
79	Zictepec	MEX	Central	CFE	0	0	0
80	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	HGO	Occidental	CFE	292	292	1,840

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
81	Zumpimito	MICH	Occidental	CFE	8	8	51
82	Papelera Veracruzana	VER	Oriental	AUT.	1	0	6
83	Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro	GRO	Oriental	AUT.	30	30	144
84	Hidroelectricidad del Pacífico	JAL	Occidental	AUT.	9	8	41
85	Proveedora de Electricidad de Occidente	JAL	Occidental	AUT.	19	15	49
86	Hidroeléctrica Cajón de Peña	JAL	Occidental	AUT.	1	1	7
87	Compañía de Energía Mexicana	PUE	Oriental	AUT.	36	36	283
88	Procesamiento Energético Mexicano	VER	Oriental	AUT.	11	11	49
89	Hidrorizaba II	VER	Oriental	AUT.	4	4	15
90	Hidrorizaba	VER	Oriental	AUT.	2	2	10
91	Energía Ep	PUE	Oriental	AUT.	0	0	2
92	Compañía Eléctrica Carolina	GTO	Occidental	AUT.	2	0	7
93	Electricidad del Golfo	VER	Oriental	AUT.	30	30	50
94	Ingenio Tamazula, Planta Santa Cruz	JAL	Occidental	AUT.	1	0	1
95	Gobierno del Estado de Michoacán de Ocampo	MICH	Occidental	AUT.	4	4	14
96	Hidroeléctrica Arco Iris	JAL	Occidental	AUT.	8	8	0
Total					12,429	12,419	38,822

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.11. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.11. CENTRALES DE GENERACIÓN NUCLEOELÉCTRICA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Laguna Verde	VER	Oriental	CFE	1,400	1,400	9,677
Total					1,400	1,400	9,677

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

MAPA 2.3.12. CAPACIDAD Y GENERACIÓN EN CENTRALES DE BIOENERGÍA



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 2.3.12. CENTRALES DE GENERACIÓN DE BIOENERGÍA

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
1	Ingenio Tres Valles	VER	Oriental	AUT.	12	0	0
2	Productos Farmacéuticos, Planta Aguascalientes	AGS	Occidental	AUT.	4	0	1
3	Energía Láctea	CHIH	Norte	AUT.	1	1	0
4	Transformadora de Energía Eléctrica de Juárez	CHIH	Norte	AUT.	6	6	25
5	Sociedad Autoabastecedora de Energía Verde de Aguascalientes	AGS	Occidental	AUT.	3	3	12
6	Bioenergía de Nuevo León	NL	Noreste	COG.	17	17	96
7	Piasa Cogeneración	VER	Oriental	COG.	40	40	159
8	Tala Electric	JAL	Occidental	COG.	25	25	95
9	Ener-G	DGO	Norte	P.P.	2	2	2
10	Energreen Energía Pi	MEX	Central	P.P.	1	1	3
11	Ingenio La Gloria	VER	Oriental	U.P.C.	22	22	38
12	Ingenio San Miguel del	SLP	Occidental	U.P.C.	9	0	27

No.	Central	Entidad Federativa	Región de Control	Esquema	Capacidad Efectiva Total (MW)	Capacidad en contrato de interconexión (MW) ^{1/}	Generación Bruta (GWh)
	Naranjo						
13	Ingenio San Nicolás	VER	Oriental	U.P.C.	14	14	46
14	Santa Rosalía de La Chontalpa	TAB	Oriental	U.P.C.	25	4	12
15	Lorean Energy ^{2/}	COAH	Noreste	AUT.	0	2	0
Total					180	136	516

^{1/} Centrales con contrato de interconexión con el CENACE. ^{2/} Permisarios que aportan capacidad al SIN de acuerdo al CENACE pero no reportaron generación ante la CRE. Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE, CRE y CENACE.

TABLA 2.4.1. CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE REGIONES EN 2014 (MW)

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	Núm. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
2 Nacozari	Nacozari	8 Moctezuma	Nuevo Casas Grandes II	400 ^{1/}	2	370
2 Nacozari	Observatorio	1 Hermosillo	Santa Ana	230	1	870
	Cananea		Santa Ana	230	1	
	Nacozari		Hermosillo III	230	1	
	Nacozari		Hermosillo V	400	2	
1 Hermosillo	Hermosillo IV	3 Obregón	Guaymas Cereso	230	1	500
	Hermosillo V		Planta Guaymas II	230	2	
3 Obregón	Pueblo Nuevo	4 Los Mochis	Los Mochis II	230	1	500
	El Mayo		Los Mochis II	230	1	
	Pueblo Nuevo		Choacahui	400 ^{1/}	1	
4 Los Mochis	Guamúchil II	5 Culiacán	Culiacán III	230	2	650
	Choacahui		La Higuera	400	2	
6 Mazatlán	El Habal	5 Culiacán	Culiacán Potencia	230	2	1,250
	Mazatlán II		La Higuera	400	2	
6 Mazatlán	Mazatlán II	22 Tepic	Tepic	400	2	1,380
7 Juarez	Samalayuca	8 Moctezuma	Moctezuma	230	3	640
8 Moctezuma	Moctezuma	9 Chihuahua	Chihuahua Norte	230	2	640
	Moctezuma		El Encino	400	1	
9 Chihuahua	Camargo II	11 Laguna	Gómez Palacios	230	2	330
11 Laguna	Torreón Sur	10 Durango	Jerónimo Ortiz	400	1	550
	Lerdo		Durango II	230	1	
10 Durango	Jerónimo Ortiz	24 Aguascalientes	Fresnillo Potencia	230	1	300
9 Mazatlán	Mazatlán	10 Durango	Durango II	230	1	550
	Mazatlán		Jerónimo Ortiz	400	1	
11 Laguna	Andalucía	17 Saltillo	Saltillo	230	1	550
	Torreón Sur		Ramos Arizpe Pot.	400	1	
12 Río Escondido	Río Escondido	9 Chihuahua	Hércules Potencia	400	1	500
12 Río Escondido	Carbón II	13 Nuevo Laredo	Arroyo del Coyote	400	1	400
	Río Escondido		Arroyo del Coyote	230	1	
	Río Escondido		Cd. Industrial	230	1	
14 Reynosa	Reynosa	13 Nuevo Laredo	Falcón	138	2	100
15 Matamoros	CC Anáhuac	14 Reynosa	Aeropuerto	400	2	1,400
	CC Anáhuac		Río Bravo	230	1	

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	Núm. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
	Matamoros		Río Bravo	138	2	
12 Río Escondido	Carbón II	16 Monterrey	Lampazos	400	2	2,100
	Carbón II		Frontera	400	1	
	Río Escondido		Frontera	400	1	
	Nueva Rosita		Monclova	230	1	
14 Reynosa	Aeropuerto	16 Monterrey	Ternium Man.	400	1	1,600
	Aeropuerto		Villa de García	400	1	
	Aeropuerto		Glorias	400	1	
	Aeropuerto		Huinalá	230	1	
19 Huasteca	Champayán	21 Güémez	Güémez	400	2	1,500
21 Güémez	Güémez	16 Monterrey	Lajas	400	2	1,500
17 Saltillo	Ramos Arizpe Potencia	24 Aguascalientes	Salero	400	1	1,200
	Ramos Arizpe Potencia		Primero de Mayo	400	1	
19 Huasteca	Tamos	32 Poza Rica	Poza Rica II	400	2	1,450
	Minera Autlán		Pantepec	230	1	
18 Valles	Anáhuac Potencia	25 San Luis Potosí	El Potosí	400	2	1,500
20 Tamazunchale	Las Mesas	30 Querétaro	Querétaro Maniobras	400	2	1,700
19 Huasteca	Champayán	18 Valles	Anáhuac Potencia	400	2	1,050
	Altamira		Anáhuac Potencia	400	1	
19 Huasteca	Champayán	20 Tamazunchale	Las Mesas	400	2	1,200
16 Monterrey	Villa de García	17 Saltillo	Ramos Arizpe Pot.	400	2	1,450
	Villa de García		Saltillo	230	1	
	Villa de García		Cementos Apasco	230	1	
22 Tepic	Tepic II	23 Guadalajara	Cerro Blanco	400	2	1,200
27 Manzanillo	Manzanillo	23 Guadalajara	Acatlán	400	1	2,100
	Manzanillo		Atequiza	400	1	
	Tepeixtles		Mazamitla	400	1	
	Colima II		Ciudad Guzmán	230	1	
23 Guadalajara	Atequiza	24 Aguascalientes	Aguascalientes Potencia	400	1	700
	Tesistán		Aguascalientes Potencia	400	1	
23 Guadalajara	Atequiza	26 Salamanca	Salamanca II	400	1	700
23 Guadalajara	Mazamitla	28 Carapán	Carapan	400	1	700
	Ocotlán		Zamora	230	1	

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	Núm. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
23 Guadalajara	Mazamitla	29 Lázaro Cárdenas	Pitirera	400	1	600
29 Lázaro Cárdenas	Lázaro Cárdenas	28 Carapán	Carapan	400	1	600
28 Carapán	Carapan	26 Salamanca	Salamanca II	400	1	700
	Carapan		Abasolo II	230	1	
24 Aguascalientes	Potrerrillos	26 Salamanca	Las Fresas	400	2	1,400
	León II		Irapuato II	230	1	
	León IV		Irapuato II	230	1	
	Silao II		Irapuato II	230	1	
25 San Luis Potosí	El Potosí	24 Aguascalientes	Cañada	400	1	1,400
	El Potosí		Aguascalientes Potencia	400	1	
	San Luis I		Aguascalientes Oriente	230	1	
	Villa de Reyes		Aguascalientes Potencia	230	1	
30 Querétaro	San Luis de la Paz II	25 San Luis Potosí	Villa de Reyes	230	2	300
26 Salamanca	Salamanca PV	30 Querétaro	Santa María	400	2	1,500
	Salamanca PV		Celaya III	230	2	
29 Lázaro Cárdenas	Lázaro Cárdenas Potencia	35 Acapulco	Ixtapa Potencia	230	1	350
	Lázaro Cárdenas Potencia		Ixtapa Potencia	400 ^{1/2}	1	
	Lázaro Cárdenas		La Unión	115	1	
35 Acapulco	Mezcala	34 Puebla	Zapata	230	2	300
33 Veracruz	Laguna Verde	34 Puebla	Puebla II	400	1	1,200
	Laguna Verde		Cruz Azul Maniobras	400	1	
33 Veracruz	Manlio Fabio Altamirano	36 Temascal	Temascal II	230	2	440
	Manlio Fabio Altamirano		Amatlán II	230	2	
33 Veracruz	Laguna Verde	32 Poza Rica	Papantla	400	1	700
39 Grijalva	Manuel Moreno Torres	36 Temascal	Juile	400	3	3,000
39 Grijalva	Malpaso II	37 Coatzacoalcos	Minatitlán II	400	2	1,600
	Malpaso II		Coatzacoalcos II	400	1	
37 Coatzacoalcos	Minatitlán II	36 Temascal	Temascal II	400	1	1,200
	Chinameca Potencia		Temascal II	400	1	
32 Poza Rica	Mazatepec	34 Puebla	Zocac	230	1	310
	Jalacingo		Zocac	230	1	

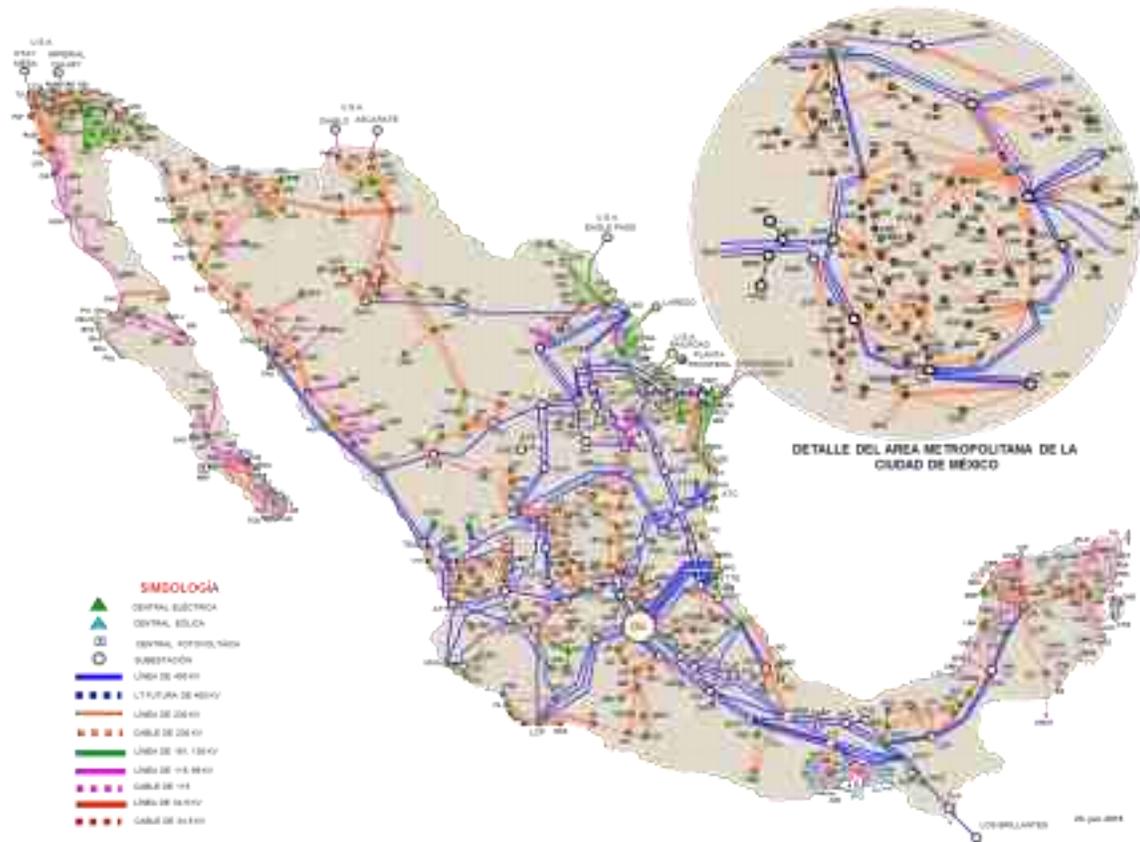
Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	Núm. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
36 Temascal	Temascal II	34 Puebla	Ojo de Agua Potencia	400	1	3,000
	Temascal II		Puebla II	400	1	
	Temascal II		Tecali	400	1	
	Cerro de Oro		Tecali	400	2	
40 Ixtepec	Ixtepec Potencia	36 Temascal	Juile	400	2	2,500
	Juchitán II		Juile	230	1	
	Matías Romero		Juile	230	2	
39 Grijalva	Malpaso II	38 Tabasco	Peñitas	230	2	960
	Malpaso II		Tabasco	400	2	
30 Querétaro	Querétaro Maniobras	31 Central	Tula	400	2	1,200
	Héroes de Carranza		Tula	230	1	
	La Manga		Valle de México	230	1	
	Dañu		Jilotepec	230	1	
29 Lázaro Cárdenas	Pitirera	31 Central	Donato Guerra	400	2	2,900
	Los Azfres		Ciudad Hidalgo	115	1	
	Lázaro Cárdenas		Donato Guerra	400	1	
32 Poza Rica	Poza Rica	31 Central	Pachuca Potencia	400	1	4,000
	Tuxpan		Texcoco	400	3	
	Tres Estrellas		Teotihuacán	400	2	
34 Puebla	San Martín Potencia	31 Central	Texcoco	400	1	2,000
	San Lorenzo Potencia		Texcoco	400	1	
	Yautepec		Topilejo	400	3	
	Zapata		Tianguistenco	230	1	
	Zapata		Cuernavaca	85	2	
	Zocac		Texcoco	230	2	
38 Tabasco	Los Ríos	41 Campeche	Santa Lucia	230	1	1,150
	Macuspana II		Santa Lucia	230	1	
	Tabasco		Escárcega	400	2	
41 Campeche	Lerma	42 Mérida	Mérida II	115	1	800
	Lerma		Ticul II	230	1	
	Escárcega Potencia		Ticul II	400	2	
42 Mérida	Chemax	43 Cancún	Nizuc	115	1	800
	Valladolid		Tulum	115	1	
	Valladolid		Balam	230	1	

Enlace				Características		
Región	Subestación	Región	Subestación	Tensión kV	Núm. de circuitos	Capacidad máxima total (MW)
	Valladolid		Nizuc	230	1	
	Dzitnup		Rivera Maya	400	2	
42 Mérida	Kambul	44 Chetumal	Polyuc	115	1	150
	Ticul II		Xul-Ha	230	1	
46 Tijuana	La Herradura	48 Mexicali	Rumorosa	230	1	520
	La Herradura		La Rosita	230	1	
46 Tijuana	Presidente Juárez	47 Ensenada	Popotla	115	1	200
	Presidente Juárez		Puerto Nuevo	115	1	
	Presidente Juárez		Ciprés	230	1	
	Presidente Juárez		Lomas	230	1	
45 Tijuana-Mexicali (CFE-ACBC)	Tijuana I	45 WECC (EUA)	Otay	230	1	408
	La Rosita		Imperial Valey	230	1	
48 Mexicali	Mexicali II	49 San Luis Río Colorado	Ruíz Cortines	161	1	315
	Cerro Prieto I		Ruíz Cortines	161	1	
	Cerro Prieto II		Parque Industrial San Luis	230	1	
	Cerro Prieto II		Chapultepec	230	1	
50 Villa Constitución	Villa Constitución	51 La Paz	Las Pilas	115	2	90
51 La Paz	Olas Altas	52 Los Cabos	El Palmar	230	2	180
	El Triunfo		Santiago	115	1	

1/ Operación inicial en 230 kV.

Fuente: CENACE.

MAPA 2.4.1. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DE TRANSMISIÓN 2014



Fuente: CENACE.

MAPA 2.4.2. DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE.

TABLA 3.1.1. REGIONES DE TRANSMISIÓN

1	Hermosillo	21	Güémez ^{1/}	41	Campeche
2	Nacozari	22	Tepic	42	Mérida
3	Obregón	23	Guadalajara	43	Cancún
4	Los Mochis	24	Aguascalientes	44	Chetumal
5	Culiacán	25	San Luis Potosí	45	WECC (EUA)
6	Mazatlán	26	Salamanca	46	Tijuana
7	Juárez	27	Manzanillo	47	Ensenada
8	Moctezuma	28	Carapán	48	Mexicali
9	Chihuahua	29	Lázaro Cárdenas	49	San Luis Río Colorado
10	Durango	30	Querétaro	50	Villa Constitución
11	Laguna	31	Central	51	La Paz
12	Río Escondido	32	Poza Rica	52	Los Cabos
13	Nuevo Laredo	33	Veracruz	53	Loreto ^{1/}
14	Reynosa	34	Puebla		
15	Matamoros	35	Acapulco		
16	Monterrey	36	Temascal		
17	Saltillo	37	Coatzacoalcos		
18	Valles	38	Tabasco		
19	Huasteca	39	Grijalva		
20	Tamazunchale	40	Ixtepec ^{1/}		

^{1/} Regiones que en 2015 se integran al SEN.

Fuente: CENACE.

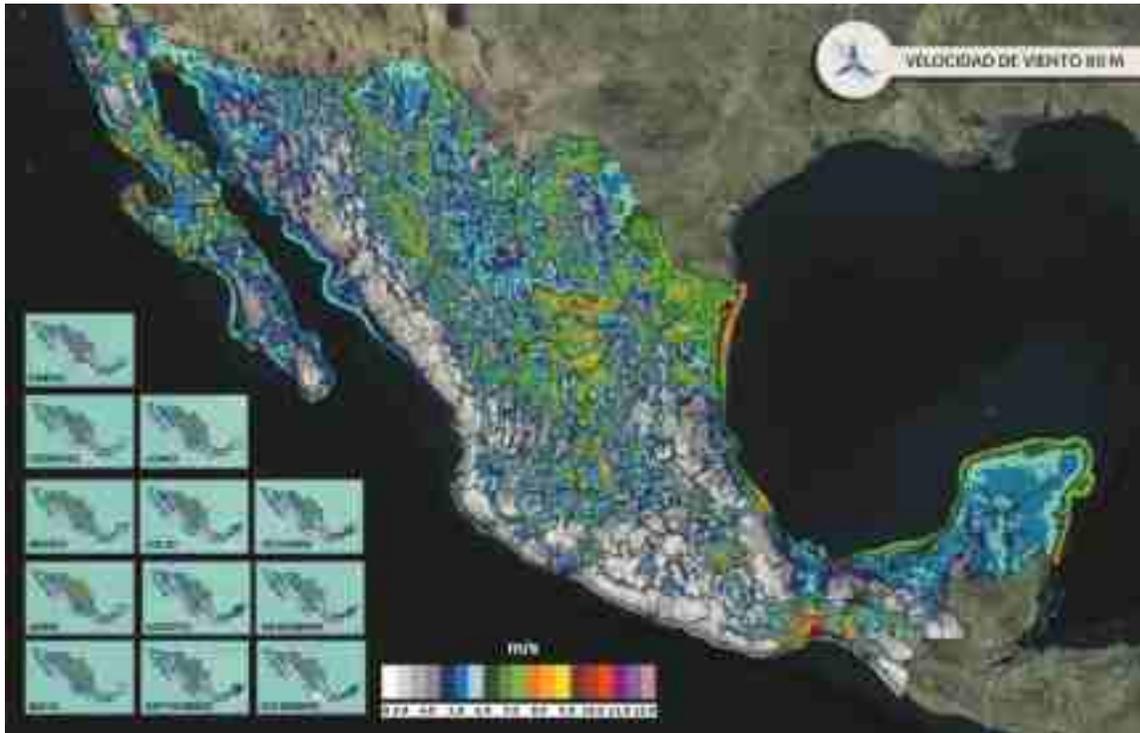
MAPA 3.1.2. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2014³⁴



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

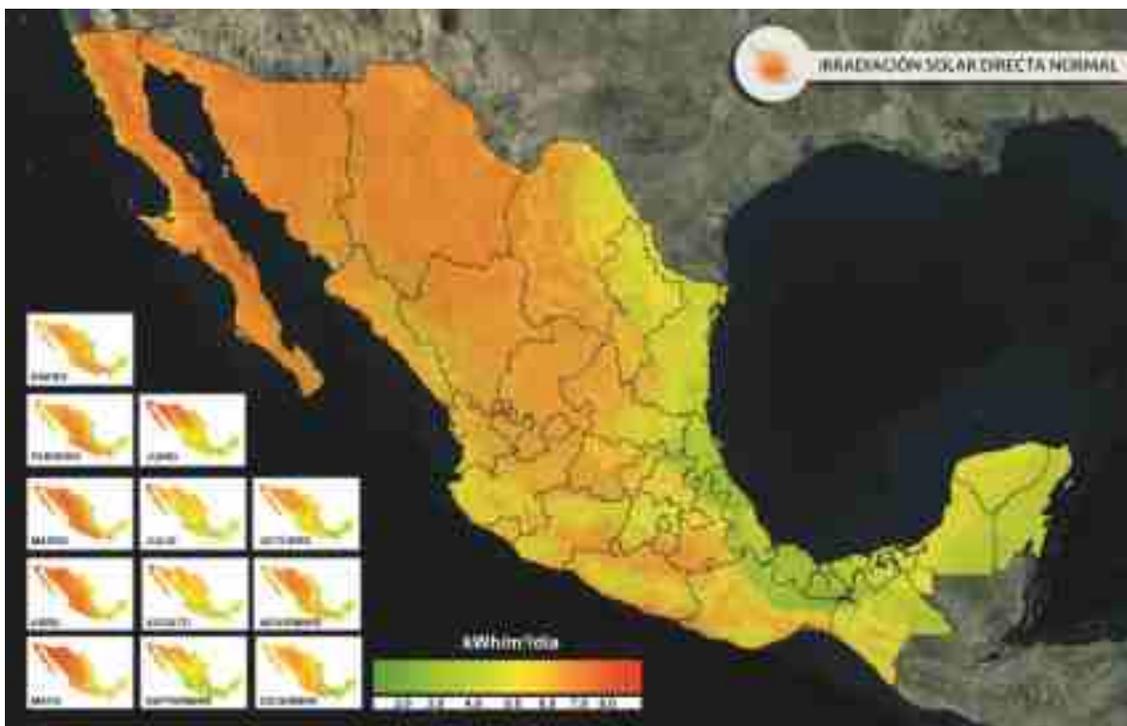
³⁴ En el ejercicio de planeación se consideraron 50 regiones de transmisión, de acuerdo con la situación que guardaba el SEN en 2014, (21) Güémez, (40) Ixtepec y (53) Loreto son las 3 regiones de transmisión que en 2015 se incorporan al SEN.

MAPA 3.1.3. POTENCIAL DE RECURSO EÓLICO



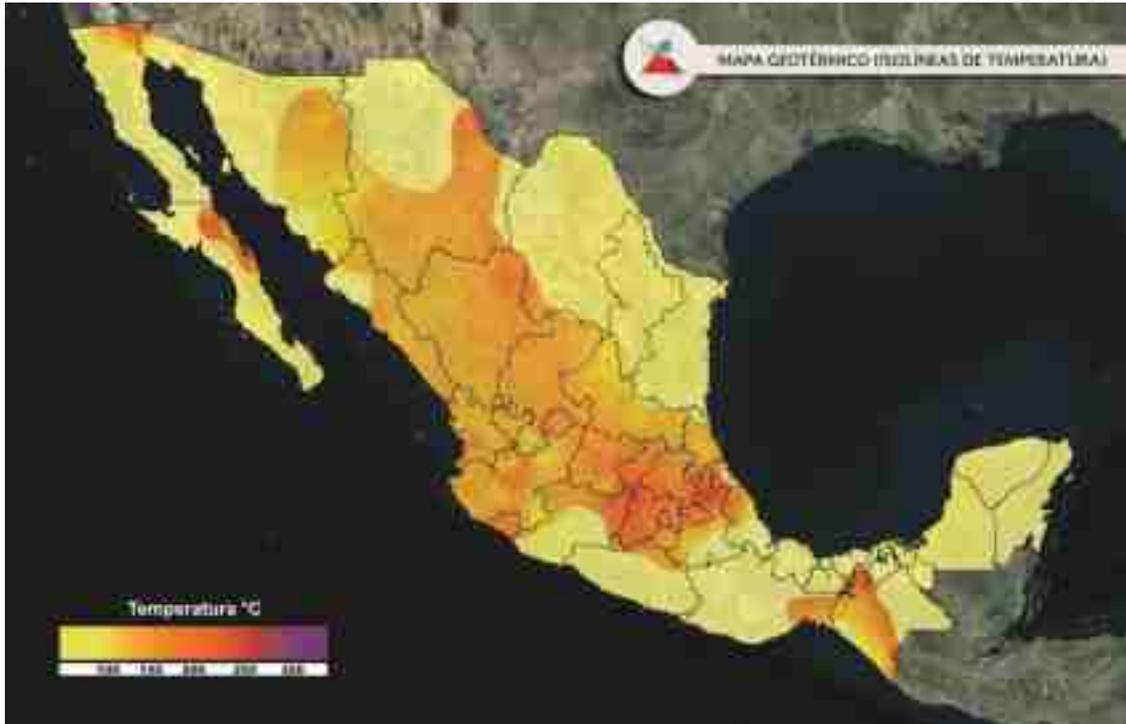
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>).
Figura proporcionada por la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 3.1.4. POTENCIAL DE RECURSO SOLAR



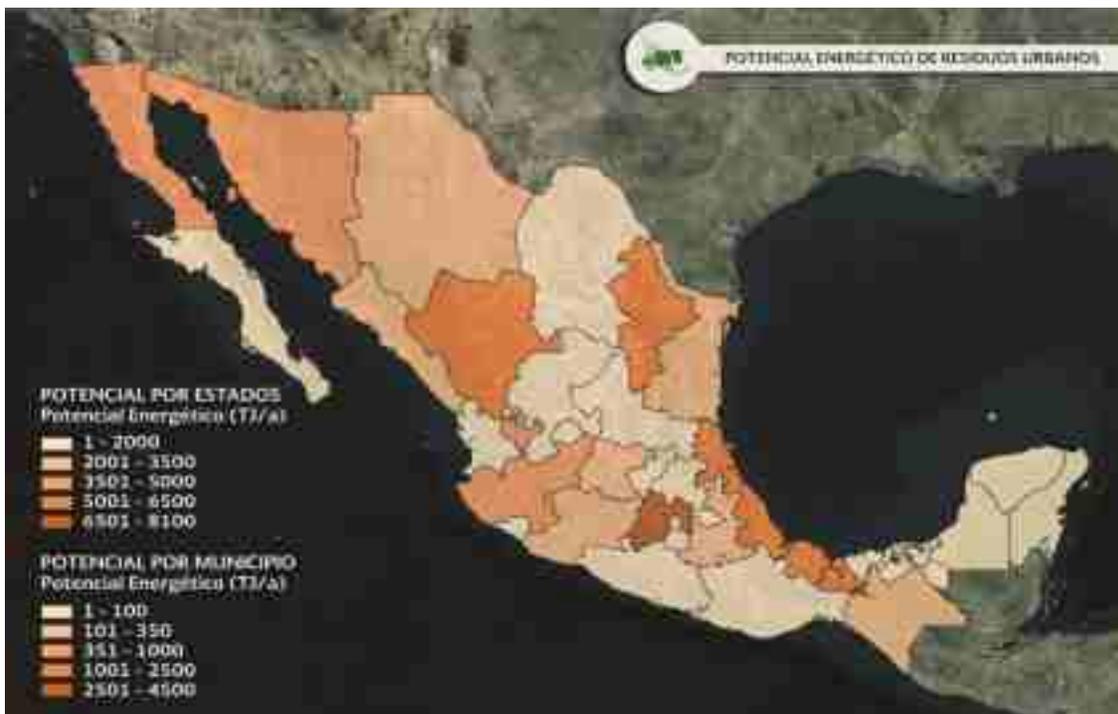
Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>).
Figura proporcionada por la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 3.1.5. POTENCIAL DE RECURSO GEOTÉRMICO



Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>).
Figura proporcionada por la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 3.1.6. POTENCIAL DE RECURSO DE RESIDUOS URBANOS



Fuente: Inventario Nacional de Energías Renovables (<http://inere.energia.gob.mx/publica/version3.3.2/>).
Figura proporcionada por la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

MAPA 3.1.7. POTENCIAL DE RECURSO HIDRÁULICO



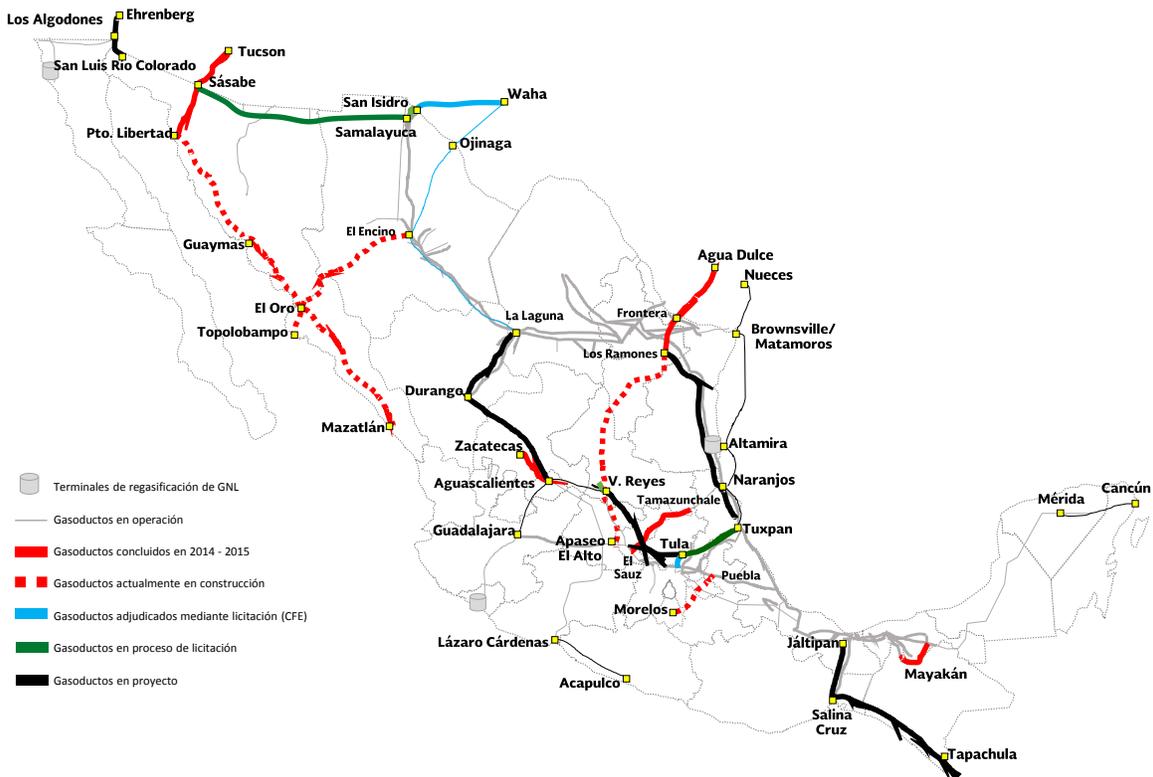
Fuente: Sistema Nacional de Información del Agua (SINA) de la Comisión Nacional del Agua (<http://201.116.60.25/sina/Default5.aspx?tab=71>).

MAPA 3.1.8. RECONVERSIÓN A DUAL^{1/} – CFE



^{1/} La tecnología dual utiliza combustóleo o gas natural.
Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

MAPA 3.1.9. NUEVA RED DE GASODUCTOS: 2015 – 2019



Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

TABLA 3.1.2. GASODUCTOS CONCLUIDOS PERIODO 2014-2015

Nombre	Licitado por	Inicio de Operación	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)
Agua Dulce-Frontera	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1 de diciembre de 2014	200	725
Tucson-Sásabe (Noroeste)	CFE	22 de diciembre de 2014	97	182
Zacatecas (Aguascalientes-Zacatecas)	Grupo SIMSA	22 de agosto de 2014	172	70
Tamazunchale-El Sauz	CFE	6 de noviembre de 2014	229	448
Los Ramones Fase I	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	13 de febrero de 2015	116	587
Sásabe-Guaymas (Noroeste):	CFE	22 de diciembre de 2014	Fase I (Sásabe-Puerto Libertad): 218	569
Ampliación del gasoducto Mayakán	PGPB/CFE	1 de abril de 2015	75	140
Total				2,721

Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

TABLA 3.1.3. GASODUCTOS NACIONALES EN CONSTRUCCIÓN

Nombre	Licitado por	Inicio de Operación	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)
Morelos	CFE	17 de agosto de 2015	160	212
Sásabe-Guaymas (Noroeste):	CFE	1 de octubre de 2015	297	569
Guaymas-El Oro (Noroeste):	CFE	1 de agosto de 2016	328	429
El Oro-Mazatlán (Noroeste)	CFE	1 de diciembre de 2016	414	405
El Encino-Topolobampo (Noroeste)	CFE	1 de julio de 2016	536	1008
Los Ramones Fase II	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	1 de diciembre de 2015	738	2.508
Total				2,626

Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

TABLA 3.1.4. GASODUCTOS ADJUDICADOS

Nombre	Licitado por	Desarrollador	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)
Waha-San Elizario	CFE	Energy Transfer Partners, L.P., Master Inc. y Carso Energy, S.A. de C.V.	300	528
Waha-Presidio	CFE	Energy Transfer Partners, L.P., Master Inc. y Carso Energy, S.A. de C.V.	230	230
Ojinaga-El Encino	CFE	Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. (IENOVA-Sempre Energy)	205	299
El Encino-La Laguna	CFE	Fermaca Pipeline El Encino, S. de R.L. de C.V.	436	630
Total				1,687

Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

TABLA 3.1.5. GASODUCTOS EN PROCESO DE LICITACIÓN

Nombre	Licitado por	Fallo contractual	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)
San Isidro-Samalayuca	CFE	16 de abril de 2015	23	50
Tuxpan-Tula	CFE	6 de julio de 2015	237	400
Samalayuca-Sásabe	CFE	programado para junio 2015	558	837
Total				1,287

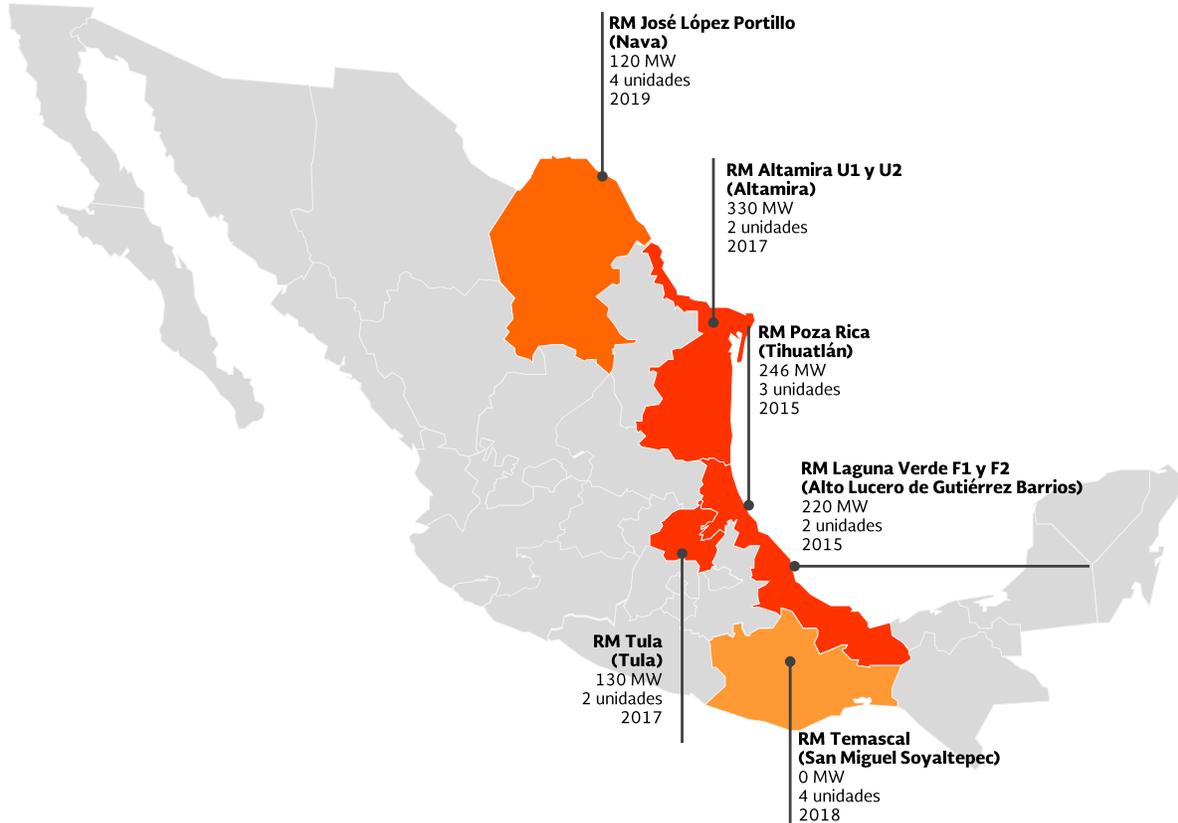
Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

TABLA 3.1.6. GASODUCTOS EN PROYECTO

Nombre	Licitado por	Longitud (Km)	Inversión (millones de dólares)
Sur de Texas-Tuxpan	CFE	625	2,988
Ehrenberg-San Luis Río Colorado	CFE	160	249
Nueces-Brownsville	CFE	250	158
Tula-Villa de Reyes	CFE	279	418
Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	CFE	355	553
La Laguna-Aguascalientes	CFE	601	897
Mérida-Cancún	CFE	300	463
Jáltipan-Salina Cruz	Pemex-Gas y Petroquímica Básica	247	643
Lázaro Cárdenas-Acapulco	Proyecto de cobertura social	331	456
Salina Cruz-Tapachula	Proyecto de cobertura social	400	442
Total			7,267

Fuente: Elaborado por SENER con información del Programa Nacional de Infraestructura 2014 - 2018.

MAPA 3.1.10. REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS – CFE

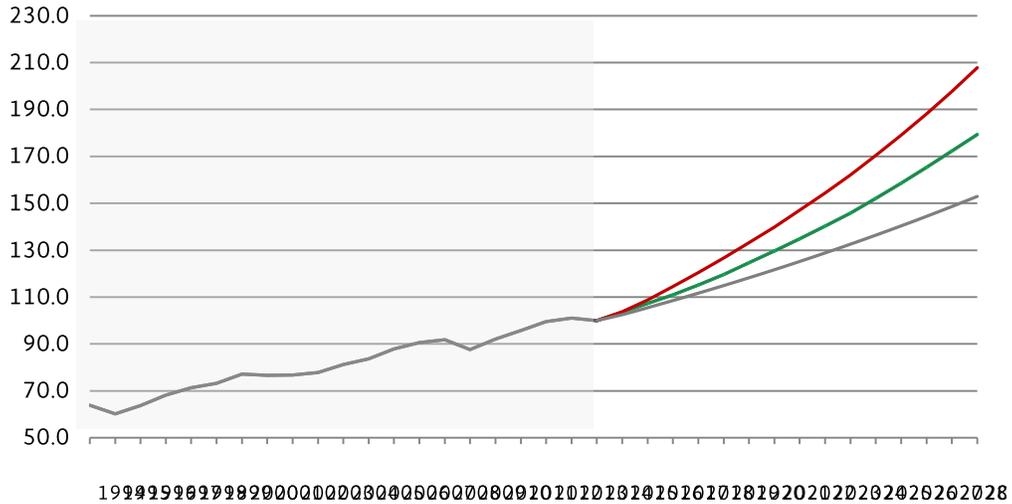


Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

GRÁFICO 3.1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO: REAL Y PRONOSTICADO 1994 – 2029

(Índice Base 2014 = 100)

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
TCMA ^{1/} (%)	2.9	4	5

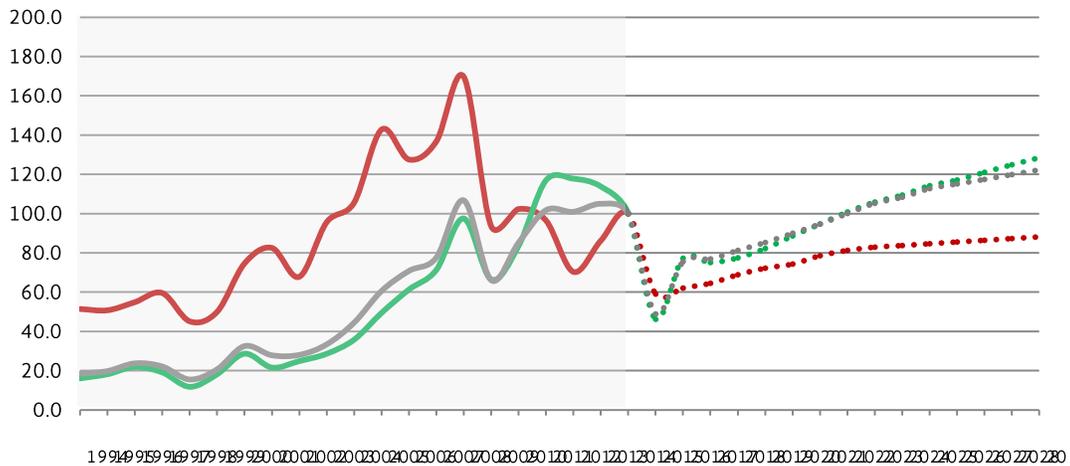


^{1/} TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual (referida a 2014).
Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 3.1.2. CRECIMIENTO MEDIO ESTIMADO DE PRECIOS DEL CRUDO Y GAS NATURAL 1994 – 2029. ESCENARIO DE PLANEACIÓN.

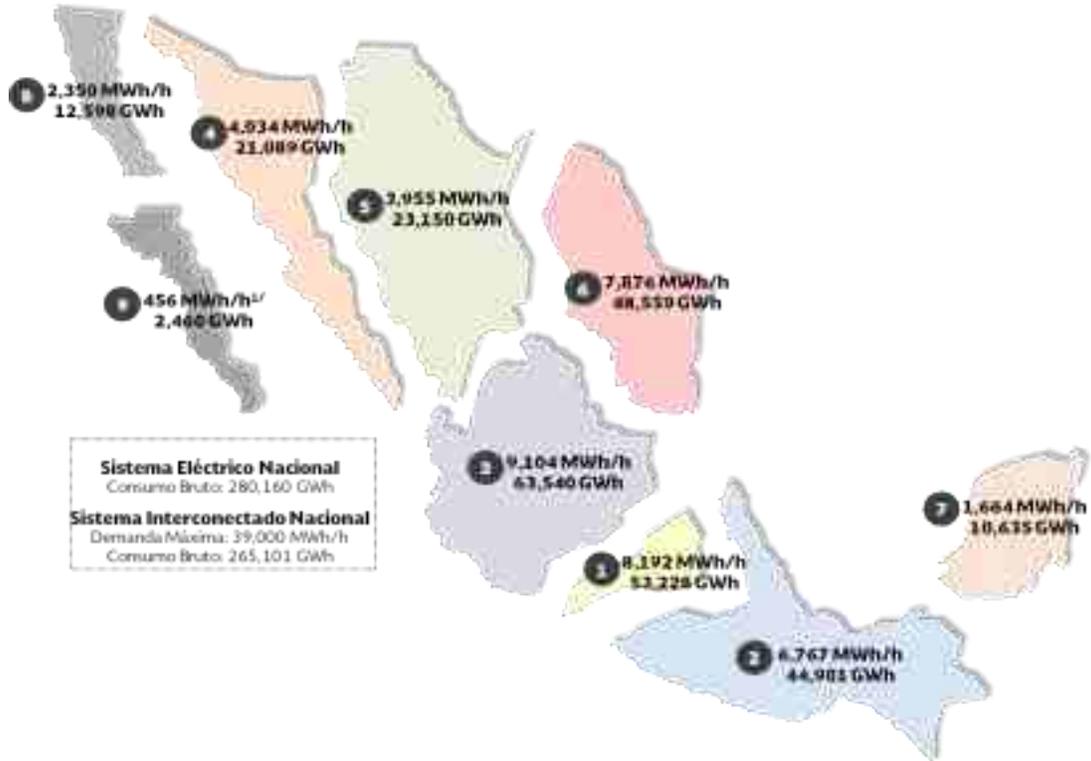
(Índice Base 2014 = 100)

Escenario	Bajo	Planeación	Alto
WTI	3.1	6.8	9.4
Mezcla Mexicana	3.9	7.6	10.2
Gas Natural	0.3	2.9	5.5



TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual (referida a 2015).
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 3.1.11. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO BRUTO POR REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2014



1/ Incluye Mulegé.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.1.7. DEMANDA MÁXIMA BRUTA (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)
(MWh/h)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	SIN
2015	8,261	7,070	9,184	4,320	4,100	8,339	1,736	2,431	487	40,305
2016	8,393	7,399	9,505	4,557	4,322	8,544	1,802	2,497	511	41,757
2017	8,594	7,655	9,908	4,745	4,466	8,798	1,872	2,571	542	43,221
2018	8,805	7,872	10,264	4,941	4,661	9,221	1,948	2,645	571	44,823
2019	9,035	8,145	10,713	5,160	4,813	9,688	2,033	2,742	602	46,570
2020	9,346	8,502	11,165	5,394	4,986	10,215	2,123	2,853	640	48,523
2021	9,673	8,843	11,615	5,648	5,161	10,720	2,227	2,973	680	50,508
2022	10,018	9,197	12,084	5,886	5,351	11,241	2,333	3,092	725	52,528
2023	10,375	9,554	12,555	6,168	5,560	11,762	2,437	3,219	773	54,630
2024	10,736	9,944	13,069	6,463	5,736	12,349	2,544	3,346	822	56,815
2025	11,188	10,371	13,634	6,772	5,918	12,907	2,649	3,471	878	59,198
2026	11,637	10,829	14,238	7,096	6,115	13,549	2,761	3,605	936	61,740
2027	12,110	11,331	14,901	7,418	6,332	14,193	2,875	3,746	996	64,393
2028	12,565	11,861	15,600	7,760	6,561	14,849	2,994	3,886	1,063	67,096
2029	13,089	12,367	16,268	8,098	6,791	15,478	3,130	4,035	1,129	69,847
TCMA^{2/} 2015 - 2029	3.2	4.1	3.9	4.8	3.7	4.6	4.3	3.7	6.2	4.0

^{1/}Incluye Mulegé y La Paz ^{2/} TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.1.8. CONSUMO BRUTO (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(GWh)

Año	1 Central	2 Oriental	3 Occidental	4 Noroeste	5 Norte	6 Noreste	7 Peninsular	8 Baja California	9 Baja California Sur ^{1/}	SIN	SEN
2015	54,503	46,182	64,941	22,305	23,865	50,242	11,046	12,988	2,625	273,084	288,698
2016	56,298	47,911	66,294	23,141	25,366	51,274	11,483	13,319	2,747	281,768	297,833
2017	58,345	49,520	68,084	24,101	25,934	52,461	11,927	13,712	2,891	290,372	306,975
2018	60,021	50,961	69,857	25,105	26,619	54,868	12,406	14,107	3,058	299,837	317,003
2019	61,543	52,447	72,244	26,222	27,436	57,269	12,942	14,624	3,234	310,103	327,961
2020	63,244	54,584	75,165	27,416	28,222	59,478	13,517	15,221	3,432	321,627	340,279
2021	64,835	56,487	78,124	28,708	29,033	61,837	14,179	15,860	3,645	333,202	352,706
2022	66,459	58,434	81,118	29,924	29,867	64,314	14,794	16,492	3,866	344,909	365,266
2023	68,086	60,651	84,115	31,188	30,717	66,877	15,382	17,168	4,097	357,017	378,282
2024	69,817	62,844	87,294	32,492	31,577	69,547	15,988	17,849	4,345	369,559	391,753
2025	71,891	65,438	90,779	33,916	32,494	72,246	16,597	18,513	4,592	383,360	406,466
2026	73,963	68,307	94,488	35,372	33,480	75,184	17,246	19,227	4,864	398,041	422,132
2027	76,126	71,075	98,502	36,799	34,557	78,310	17,905	19,982	5,164	413,273	438,418
2028	78,315	73,734	102,718	38,280	35,650	81,397	18,595	20,730	5,482	428,688	454,901
2029	80,572	76,524	107,021	39,807	36,777	84,226	19,296	21,525	5,808	444,223	471,557
TCMA^{2/} 2015 - 2029	2.8	3.6	3.5	4.3	3.1	3.7	4.1	3.6	5.9	3.5	3.5

^{1/} Incluye Mulegé y La Paz ^{2/} TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.1.9. PRONÓSTICO 2015-2029: ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO

(Consumo Bruto GWh)

Año	Alto	Incremento %	Planeación	Incremento %	Bajo	Incremento %
2014	280,160	-	280,160	-	280,160	-
2015	289,334	3.3	288,698	3.0	286,736	2.3
2016	302,304	4.5	297,833	3.2	293,801	2.5
2017	316,550	4.7	306,975	3.1	300,760	2.4
2018	331,740	4.8	317,003	3.3	308,481	2.6
2019	347,643	4.8	327,961	3.5	316,987	2.8
2020	364,048	4.7	340,279	3.8	326,673	3.1
2021	380,648	4.6	352,706	3.7	336,316	3.0
2022	398,401	4.7	365,266	3.6	345,938	2.9
2023	416,535	4.6	378,282	3.6	355,842	2.9
2024	435,678	4.6	391,753	3.6	366,022	2.9
2025	455,756	4.6	406,466	3.8	377,206	3.1
2026	477,122	4.7	422,132	3.9	389,103	3.2
2027	499,065	4.6	438,418	3.9	401,390	3.2
2028	522,216	4.6	454,900	3.8	413,670	3.1
2029	546,725	4.7	471,556	3.7	425,919	3.0
TCMA^{1/} 2014 - 2029	4.6		3.5		2.8	

^{1/}TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual (referida a 2014).

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

TABLA 3.1.10. PRONÓSTICO 2015-2029: ESCENARIOS ALTO, PLANEACIÓN Y BAJO
 (Demanda Máxima Integrada (MWh/h))

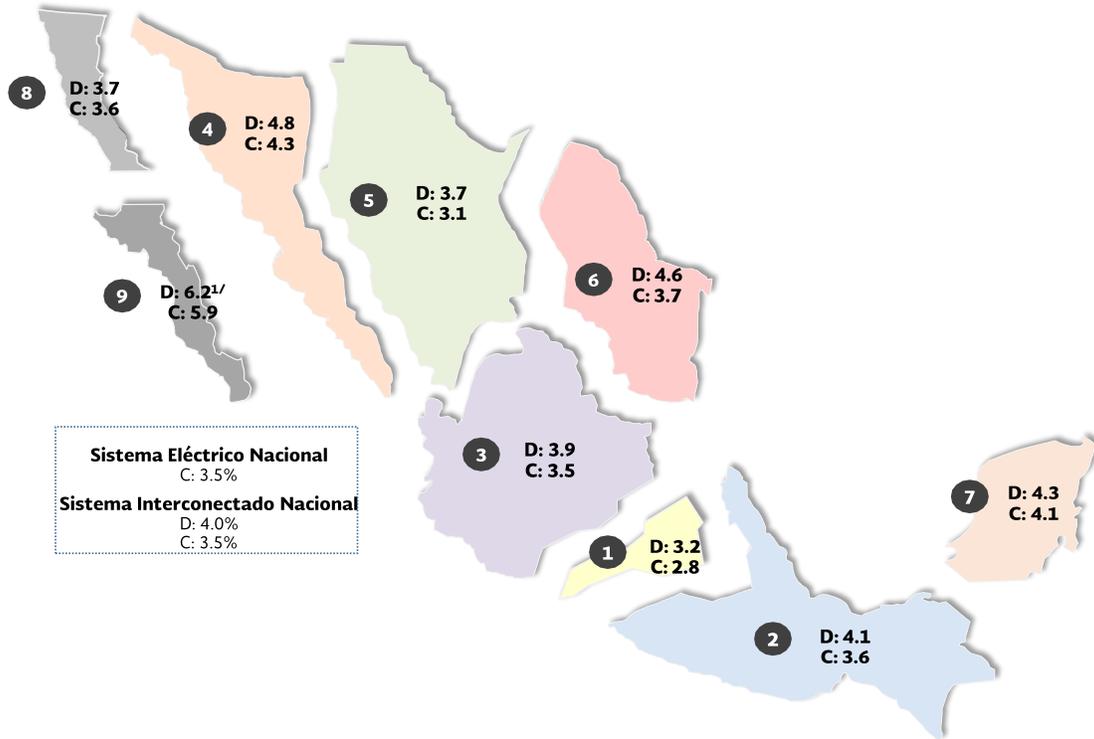
Año	Alto	Incremento %	Planeación	Incremento %	Bajo	Incremento %
2014	39,000	-	39,000	-	39,000	-
2015	40,448	3.7	40,305	3.3	39,915	2.3
2016	42,439	4.9	41,757	3.6	40,954	2.6
2017	44,625	5.2	43,221	3.5	41,981	2.5
2018	46,962	5.2	44,823	3.7	43,117	2.7
2019	49,420	5.2	46,570	3.9	44,365	2.9
2020	51,969	5.2	48,523	4.2	45,782	3.2
2021	54,567	5.0	50,508	4.1	47,198	3.1
2022	57,351	5.1	52,528	4.0	48,613	3.0
2023	60,213	5.0	54,630	4.0	50,073	3.0
2024	63,245	5.0	56,815	4.0	51,575	3.0
2025	66,437	5.0	59,198	4.2	53,222	3.2
2026	69,843	5.1	61,740	4.3	54,975	3.3
2027	73,362	5.0	64,393	4.3	56,787	3.3
2028	77,087	5.1	67,096	4.2	58,603	3.2
2029	81,043	5.1	69,847	4.1	60,420	3.1
TCMA^{1/} 2014 - 2029	5.0		4.0		3.0	

^{1/}TCMA: Tasa de Crecimiento Medio Anual (referida a 2014).

Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

MAPA 3.1.12. DEMANDA MÁXIMA Y CONSUMO BRUTO POR REGIONES DE CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2029 (ESCENARIO DE PLANEACIÓN)

(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER con información de CENACE.

MAPA 4.1.2. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CONVENCIONALES 2015-2029



^{1/} Corresponde a RM Altamira U1 y U2, Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.3. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COMBUSTIÓN INTERNA 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.4. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE TURBOGÁS 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.5. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO 2015-2029



^{1/2/} Incluye RM Tula Paquetes 1 y 2. ^{2/}Corresponde a RM Poza Rica. Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.6. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES CARBOELÉCTRICAS Y NUCLEOELÉCTRICAS 2015-2029



^{1/} Corresponde a RM José López Portillo. ^{2/} Se incluye RM Laguna Verde U1 y U2. Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.7. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES EÓLICAS 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.8. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES SOLARES 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.9. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES GEOTERMOELÉCTRICAS 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.10. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS 2015-2029



^{1/} Incluye RM Temascal (no aporta capacidad). Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER.

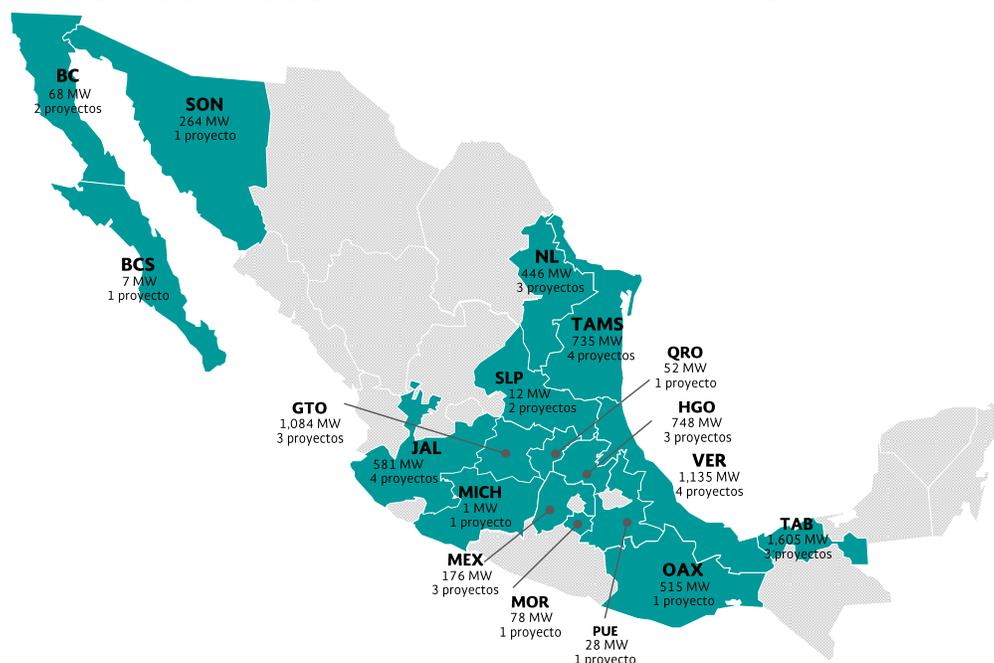
MAPA 4.1.11. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE BIOENERGÍA 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER.

MAPA 4.1.12. CAPACIDAD ADICIONAL EN CENTRALES DE COGENERACIÓN EFICIENTE 2015-2019



Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 4.1.2. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍA 2015-2029 (MW)

Tecnología	Nuevos proyectos	En construcción o licitación, por iniciar obras	Obra terminada, por iniciar operaciones, en operación	Rehabilitación y modernización	Total
Limpia	19,166	12,504	662	220	32,552
Bioenergía	0	63	45	0	108
Eólica	5,421	6,364	168	0	11,952
Geotérmica	1,290	275	53	0	1,618
Hidroeléctrica	4,519	930	0	0	5,450
Nucleoeléctrica	3,850	0	0	220	4,070
Solar	483	1,325	15	0	1,822
Cogeneración Eficiente	3,604	3,548	382	0	7,533
Convencional	14,958	9,996	1,653	826	27,433
Carboeléctrica	0	0	0	120	120
Ciclo Combinado	14,734	9,763	1,570	376	26,443
Combustión Interna	1	111	19	0	131
Termoeléctrica Convencional	0	0	0	330	330

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2015-2029

Turbogás	220	120	63	0	403
Importación	3	3	0	0	6
Total^{1/}	34,124	22,501	2,315	1,046	59,986

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.3. CAPACIDAD ADICIONAL POR SITUACIÓN DEL PROYECTO Y MODALIDAD 2015-2029
(MW)

Modalidad	Nuevos proyectos	En construcción o licitación, por iniciar obras	Obra terminada, por iniciar operaciones, en operación	Rehabilitación y modernización	Total
Servicio Público					
CFE	6,079	7,133	2,140	1,046	16,397
PIE	0	2,978	0	0	2,978
Particulares					
Autoabastecimiento	4,430	7,888	175	0	12,494
Pequeña Producción	204	1,380	0	0	1,584
Cogeneración	2,030	2,911	0	0	4,941
LIE	21,378	70	0	0	21,448
Otros ^{1/}	3	140	0	0	143
Total^{2/}	34,124	22,501	2,315	1,046	59,986

^{1/} Incluye Importación y Exportación ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.4. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA^{1/} POR TECNOLOGÍA 2015-2029

(Millones de pesos)

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2015-2029
Limpia	47,993	119,713	65,644	151,754	46,319	32,381	21,546	75,862	129,010	84,566	70,070	96,389	96,370	114,003	40,571	1,192,191
Bioenergía	0	1,249	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	483	1,732
Eólica	10,284	70,912	41,118	66,944	45,263	32,381	0	47,549	88,579	0	10,055	0	0	0	7,137	420,223
Geotérmica	2,072	2,306	0	2,111	1,055	0	12,996	28,226	14,465	0	0	0	0	0	0	63,232
Hidroeléctrica	0	3,795	1,961	16,377	0	0	6,214	87	25,965	60,978	38,338	0	0	2,323	22,049	178,086
Nucleoeléctrica	17,307	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96,370	96,370	110,137	0	320,185
Solar	6,787	37,201	9,204	15,734	0	0	1,543	0	0	0	21,677	19	0	1,543	0	93,707
Cogeneración Eficiente	11,542	4,250	13,361	50,588	0	0	794	0	0	23,588	0	0	0	0	10,902	115,026
Convencional	34,262	42,020	46,665	78,617	45,613	28,226	0	0	12,735	0	0	10,711	50,318	32,498	55,596	437,261
Carboeléctrica	0	0	0	0	3,215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,215
Ciclo Combinado	31,724	31,170	40,874	76,759	42,398	28,226	0	0	7,964	0	0	10,711	50,318	32,498	50,806	403,448
Combustión Interna	0	2,256	0	1,858	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	227	4,342
Termoeléctrica Convencional	0	0	5,791	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,791
Turbogás	2,538	8,593	0	0	0	0	0	0	4,771	0	0	0	0	0	4,562	20,464
Total^{2/}	82,255	161,733	112,309	230,371	91,932	60,607	21,546	75,862	141,745	84,566	70,070	107,099	146,688	146,501	96,167	1,629,452

^{1/} Inversión estimada de acuerdo con los parámetros de costos y perfiles de construcción típicos utilizados para los proyectos contemplados en el Programa Indicativo. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 14.51 pesos por dólar.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.5. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS^{1/} POR TECNOLOGÍA 2015-2029

(Millones de pesos)

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL 2015-2029
Limpia	42,885	92,633	45,375	61,682	8,069	7,989	5,254	7,155	53,874	39,522	13,438	0	0	2,738	9,321	389,936
Bioenergía	0	1,340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	392	1,732
Eólica	7,565	54,447	22,653	29,854	6,270	7,989	0	5,878	36,114	0	1,683	0	0	0	7,317	179,770
Geotérmica	1,518	1,760	0	1,797	1,799	0	3,701	1,219	2,540	0	0	0	0	0	0	14,335
Hidroeléctrica	0	1,874	0	18,550	0	0	29	58	15,221	35,303	1,306	0	0	1,214	1,612	75,169
Nucleoeléctrica	17,307	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17,307
Solar	4,954	30,325	7,483	11,480	0	0	1,524	0	0	0	10,449	0	0	1,524	0	67,739
Cogeneración Eficiente	11,541	2,886	15,239	0	0	0	0	0	0	4,219	0	0	0	0	0	33,885
Convencional	27,275	32,331	47,413	47,346	33,027	22,167	0	0	0	0	0	19,454	9,797	0	24,993	263,802
Carboeléctrica	0	0	0	0	3,215	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,215
Ciclo Combinado	23,089	25,923	41,622	45,361	29,812	22,167	0	0	0	0	0	19,454	9,797	0	24,118	241,342
Combustión Interna	0	2,154	0	1,985	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	4,156
Termoeléctrica Convencional	0	0	5,791	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,791
Turbogás	4,186	4,254	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	858	9,298
Total^{2/}	70,160	124,964	92,788	109,028	41,096	30,156	5,254	7,155	53,874	39,522	13,438	19,454	9,797	2,738	34,314	653,739

^{1/} Proyectos con presupuesto asignado o revelado. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 14.51 pesos por dólar.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.6. EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN DE LOS PROYECTOS IDENTIFICADOS POR MODALIDAD 2015-2029

(Millones de pesos)

Modalidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Servicio Público																
CFE	46,719	2,870	29,236	68,394	34,827	21,135	0	0	13,762	34,520	0	19,454	9,797	0	22,941	303,653
PIE	0	3,427	13,375	27,350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,317	51,469
Particulares																
Autoabastecimiento	16,056	83,334	45,823	10,237	6,270	0	29	5,631	19,273	435	5,021	0	0	2,738	2,052	196,900
Pequeña Producción	5,511	31,254	0	3,048	0	0	4,658	1,524	2,808	348	8,417	0	0	0	2,003	59,571
Cogeneración	1,874	426	4,354	0	0	0	0	0	0	4,219	0	0	0	0	0	10,873
LIE	0	1,524	0	0	0	9,021	567	0	18,031	0	0	0	0	0	0	29,143
Otros ^{1/}	0	2,130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,130
Total^{2/}	70,160	124,964	92,788	109,028	41,096	30,156	5,254	7,155	53,874	39,522	13,438	19,454	9,797	2,738	34,314	653,739

^{1/} Incluye Importación y Exportación. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. Tipo de Cambio: 14.51 pesos por dólar.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.7. CAPACIDAD ADICIONAL POR MODALIDAD Y TECNOLOGÍA 2015-2029

(MW)

Concepto	PIE	CFE	Auto-abastecimiento	Pequeño productor	Cogeneración	LIE	Otros	Total
Limpia	203	5,165	9,568	1,464	4,911	11,240	0	32,552
Bioenergía	0	0	45	30	33	0	0	108
Eólica	203	1,708	7,601	240	0	2,200	0	11,952
Geotérmica	0	217	130	122	0	1,149	0	1,618
Hidroeléctrica	0	2,621	408	161	0	2,260	0	5,450
Nucleoeléctrica	0	220	0	0	0	3,850	0	4,070
Solar	0	18	662	912	0	230	0	1,822
Cogeneración Eficiente	0	382	722	0	4,878	1,551	0	7,533
Convencional	2,775	11,232	2,925	120	30	10,208	143	27,433
Carboeléctrica	0	120	0	0	0	0	0	120
Ciclo Combinado	2,775	10,658	2,777	0	30	10,066	137	26,443
Combustión Interna	0	124	7	0	0	0	0	131
Termoeléctrica Convencional	0	330	0	0	0	0	0	330
Turbogás	0	0	141	120	0	142	0	403
Importación	0	0	0	0	0	0	6	6
Total^{1/}	2,978	16,397	12,494	1,584	4,941	21,448	143	59,986

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.8. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA 2015-2029

(MW)

Tecnología	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Convencionales	2,129	2,280	3,009	5,087	2,899	1,850	0	0	616	0	0	702	3,298	2,130	3,433	27,433
Ciclo Combinado	2,079	2,043	2,679	5,031	2,779	1,850	0	0	522	0	0	702	3,298	2,130	3,330	26,443
Termoeléctrica Convencional	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	330
Carboeléctrica	0	0	0	0	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120
Turbogás	50	169	0	0	0	0	0	0	94	0	0	0	0	0	90	403
Combustión Interna	0	68	0	56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	131
Importación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6
Limpia	1,453	3,271	2,284	6,078	1,314	921	605	2,077	3,684	3,411	1,881	1,225	1,225	1,501	1,622	32,552
Renovable	478	2,916	1,409	2,765	1,314	921	553	2,077	3,684	1,866	1,881	0	0	101	878	20,842
Hidroeléctrica	0	116	60	501	0	0	190	3	795	1,866	1,173	0	0	71	675	5,450
Eólica	293	2,017	1,170	1,904	1,287	921	0	1,352	2,519	0	286	0	0	0	203	11,952
Geotérmica	53	59	0	54	27	0	332	722	370	0	0	0	0	0	0	1,618
Solar	132	724	179	306	0	0	30	0	0	0	422	0.4	0	30	0	1,822
Otras	976	356	875	3,313	0	0	52	0	0	1,545	0	1,225	1,225	1,400	744	11,711
Bioenergía	0	78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	108
Cogeneración Eficiente	756	278	875	3,313	0	0	52	0	0	1,545	0	0	0	0	714	7,533
Nucleoeléctrica	220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,225	1,225	1,400	0	4,070
Total^{1/}	3,583	5,552	5,293	11,165	4,213	2,771	605	2,077	4,300	3,411	1,881	1,927	4,523	3,631	5,054	59,986

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.9. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR MODALIDAD 2015-2029
(MW)

Modalidad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Servicio Público																
CFE	2,065	97	1,777	2,736	2,476	1,871	135	54	944	1,231	352	565	526		1,568	16,397
PIE		294	906	1,575											203	2,978
Particulares																
Autoabastecimiento	1,170	4,114	2,005	1,406	1,287		26	580	1,087	58	502	0		101	156	12,494
Pequeña Producción	158	689	30	40			92	60	149	37	206				124	1,584
Cogeneración	190	103	575	2,633						726					714	4,941
LIE		118		2,775	450	900	352	1,383	2,119	1,359	821	1,362	3,997	3,530	2,283	21,448
Otros ^{1/}	0	137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	143
Total^{2/}	3,583	5,552	5,293	11,165	4,213	2,771	605	2,077	4,300	3,411	1,881	1,927	4,523	3,631	5,054	59,986

^{1/}Incluye Importación y Exportación. ^{2/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.10. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA (MW) 2015-2029

(MW)

Entidad Federativa	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Aguascalientes	0	220	40	0	0	0	0	239	1	0	153	0	0	0	0	653
Baja California	23	421	30	40	0	921	72	0	0	0	0	565	522	0	120	2,714
Baja California Sur	0	100	4	56	368	0	69	30	94	0	0	137	0	30	123	1,011
Chiapas	0	29	0	240	0	0	135	200	449	138	475	0	0	0	384	2,050
Chihuahua	0	193	926	166	450	0	0	30	0	0	352	0	0	968	958	4,043
Coahuila	125	278	200	0	120	0	0	400	700	0	0	0	0	0	30	1,853
Colima	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0	0	0	0	20
Durango	50	247	200	100	0	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,547
Estado de México	19	20	543	0	0	0	220	3	8	156	0	0	0	0	602	1,571
Guanajuato	412	0	0	1,200	850	0	0	0	15	702	93	0	0	0	0	3,272
Guerrero	0	0	0	0	0	0	0	0	144	773	0	0	0	0	0	917
Hidalgo	60	131	130	638	0	0	0	67	99	0	0	0	1,162	1,162	0	3,448
Jalisco	0	104	500	822	0	0	0	211	66	281	40	0	0	0	908	2,931
Michoacán	53	0	0	27	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	81
Morelos	658	0	0	0	0	0	0	0	0	78	0	0	0	0	660	1,396
Nayarit	0	30	0	240	0	0	0	231	47	0	0	0	0	0	0	548
Nuevo León	66	1,925	0	1,269	0	0	0	400	40	0	0	0	1,088	0	0	4,789
Oaxaca	167	28	180	2,037	150	0	0	0	899	741	0	0	0	0	203	4,404
Puebla	94	177	150	0	27	0	0	0	261	0	60	0	0	0	0	769
Querétaro	220	0	0	0	0	0	0	0	60	52	0	0	0	0	0	332
San Luis Potosí	0	224	0	0	835	0	0	0	29	19	14	0	0	0	0	1,121
Sinaloa	0	0	0	1,464	0	900	0	0	0	0	0	0	0	26	34	2,424

Entidad Federativa	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Sonora	715	177	895	683	276	0	0	0	676	264	412	0	0	45	69	4,211
Tabasco	0	30	275	1,330	0	0	0	0	0	86	0	0	0	0	0	1,721
Tamaulipas	202	789	1,010	389	1,137	0	0	200	687	0	0	0	0	0	351	4,766
Veracruz	642	220	30	464	0	0	54	0	5	121	281	1,225	1,225	1,400	612	6,278
Yucatán	78	0	40	0	0	0	0	122	0	0	0	0	526	0	0	766
Zacatecas	0	210	140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350
Total^{1/}	3,583	5,552	5,293	11,165	4,213	2,771	550	2,132	4,300	3,411	1,881	1,927	4,523	3,631	5,054	59,986

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

TABLA 4.1.11. EVOLUCIÓN DE LAS ADICIONES DE CAPACIDAD POR REGIÓN DE CONTROL (MW) 2015-2029

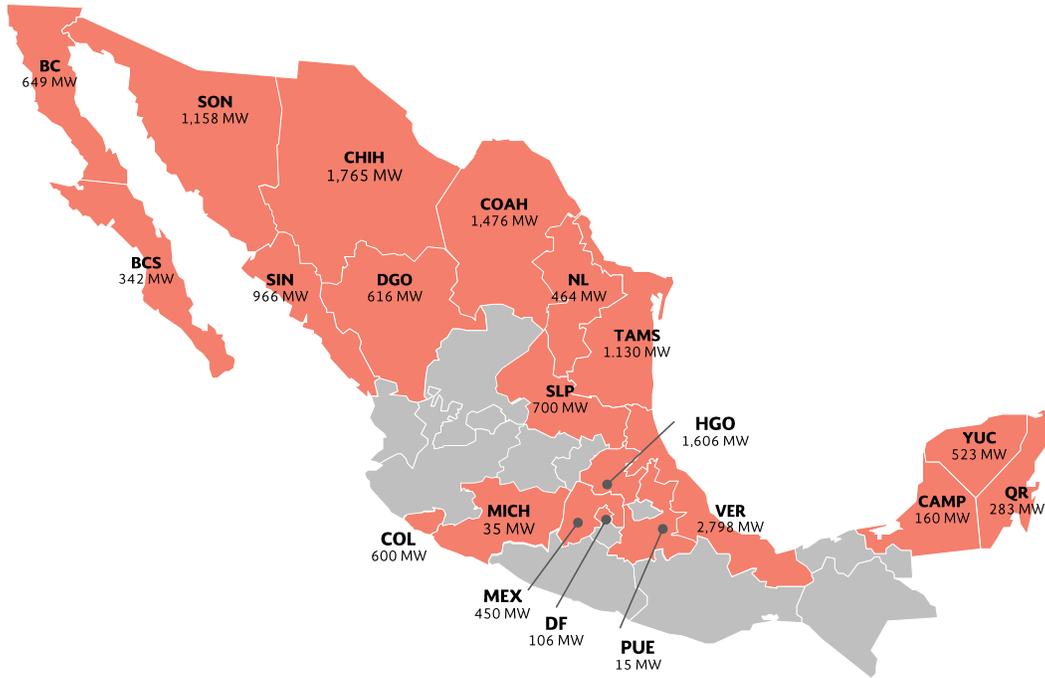
(MW)

Región	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Baja California	23	421	30	40	276	921	72	0	522	0	0	565	522	0	120	3,512
Baja California Sur	0	79		43	368	0	99	0	94	0	0	137	0	30	123	973
Central	79	151	673	638	0	0	245	45	107	233	0	0	1,162	1,162	1,262	5,757
Mulegé	0	21	4	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38
Noreste	394	3,002	1,210	1,658	1,257	0	0	1,000	1,427	0	75	0	1,088	0	381	11,492
Noroeste	715	177	895	2,147	0	900	0	0	154	264	337	0	0	71	103	5,761
Norte	50	430	1,126	266	450	950	0	30	0	0	352	0	0	968	958	5,580
Occidental	685	788	680	2,289	1,685	0	0	680	239	1,054	300	0	0	0	908	9,308
Oriental	1,560	483	635	4,071	177	0	189	200	1,758	1,859	816	1,225	1,225	1,400	1,199	16,797
Peninsular	78	0	40	0	0	0	0	122	0	0	0	0	526	0	0	766
Total^{1/}	3,583	5,552	5,293	11,165	4,213	2,771	605	2,077	4,300	3,411	1,881	1,927	4,523	3,631	5,054	59,986

^{1/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por SENER con datos de CFE y CRE.

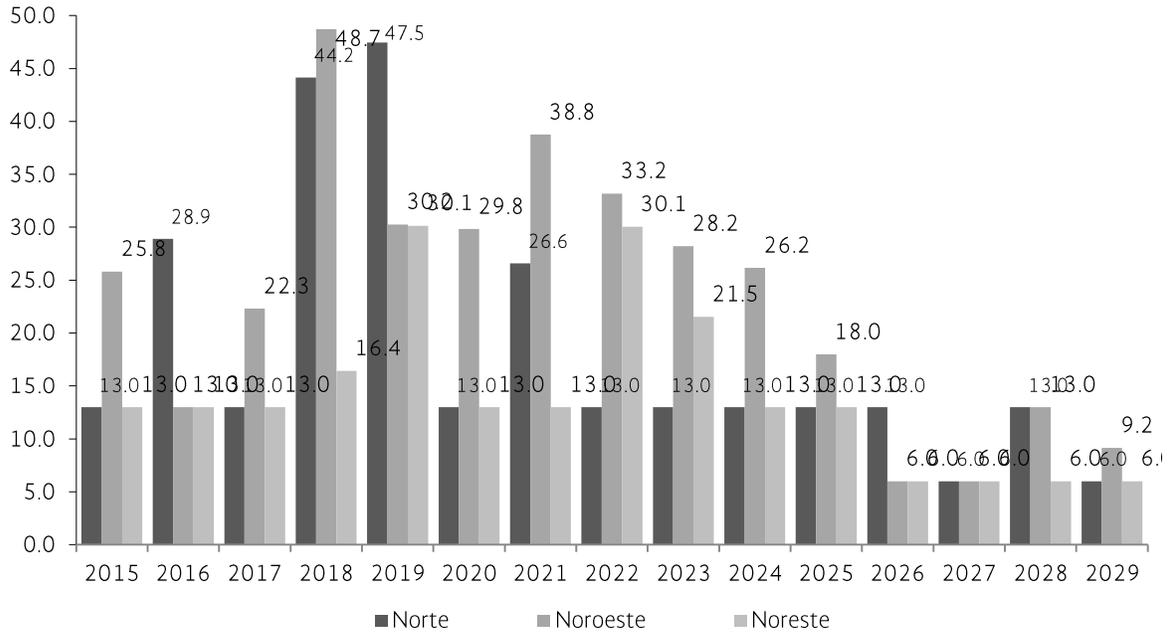
MAPA 4.2.1. RETIRO DE CAPACIDAD POR ENTIDAD FEDERATIVA 2015-2029



Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 4.3.2. MARGEN DE RESERVA DE LAS REGIONES NORTE, NOROESTE Y NORESTE, 2015-2029

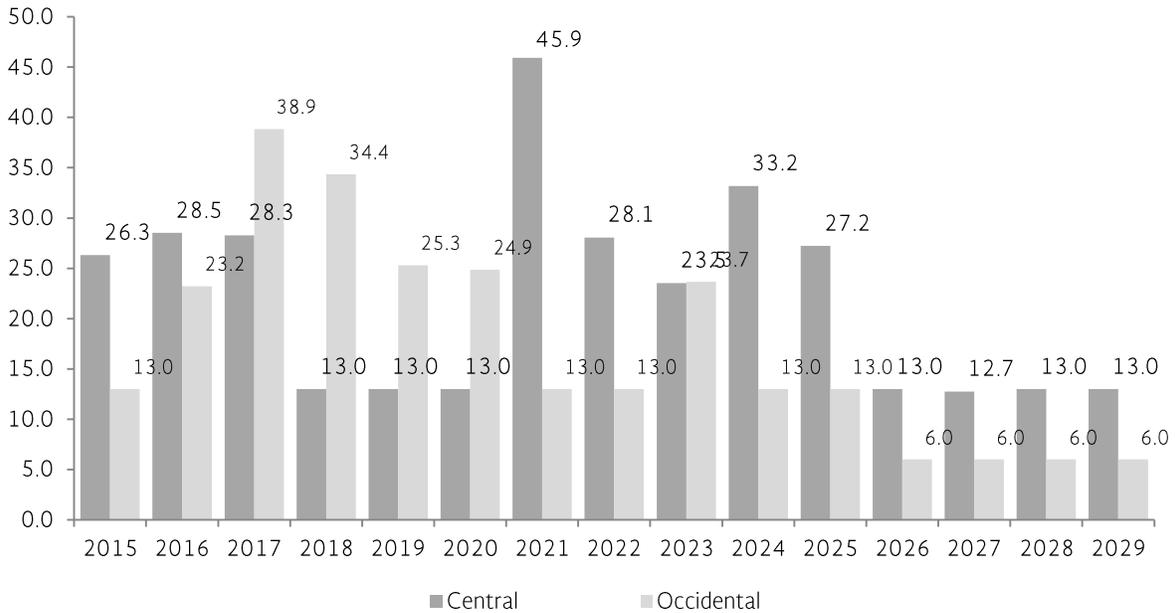
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 4.3.3. MARGEN DE RESERVA DE LAS REGIONES CENTRAL Y OCCIDENTAL, 2015-2029

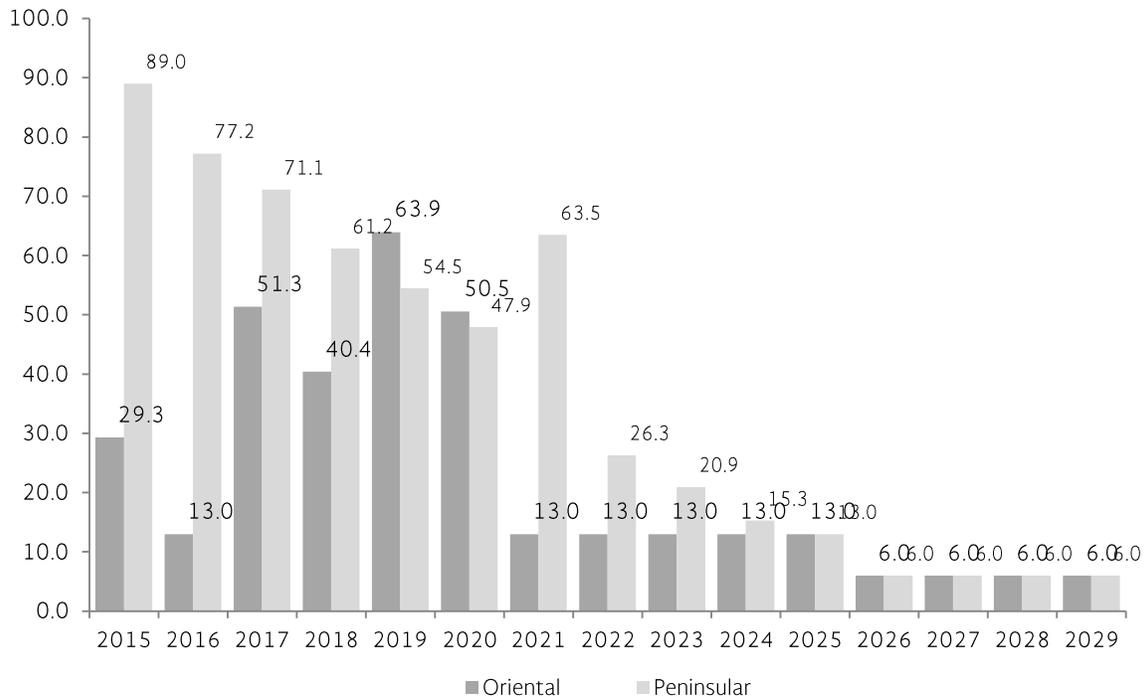
(Porcentaje)



Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 4.3.4. MARGEN DE RESERVA DE LAS REGIONES ORIENTAL Y PENINSULAR, 2015-2029^{1/}

(Porcentaje)



^{1/}Una de las restricciones al modelo de optimización corresponde al MR mínimo de 13% y un MR operativo mínimo de 6%. Por lo anterior el modelo condiciona que en largo plazo el MR llegue a los mínimos antes señalados con el objetivo de mantener el balance de energía entre las regiones. Unas regiones pueden alcanzar dicho balance antes que otras.

Fuente: Elaborado por SENER.

TABLA 4.3.2. MARGEN DE RESERVA POR REGION DE CONTROL

(Porcentaje)

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Peninsular	SIN
2015	26.3	29.3	13.0	25.8	13.0	13.0	89.0	28.6
2016	28.5	13.0	23.2	13.0	28.9	13.0	77.2	29.7
2017	28.3	51.3	38.9	22.3	13.0	13.0	71.1	32.6
2018	13.0	40.4	34.4	48.7	44.2	16.4	61.2	39.8
2019	13.0	63.9	25.3	30.2	47.5	30.1	54.5	41.7
2020	13.0	50.5	24.9	29.8	13.0	13.0	47.9	34.0
2021	45.9	13.0	13.0	38.8	26.6	13.0	63.5	31.9
2022	28.1	13.0	13.0	33.2	13.0	30.1	26.3	25.7
2023	23.5	13.0	23.7	28.2	13.0	21.5	20.9	24.4
2024	33.2	13.0	13.0	26.2	13.0	13.0	15.3	23.9
2025	27.2	13.0	13.0	18.0	13.0	13.0	13.0	20.6
2026	13.0	6.0	6.0	6.0	13.0	6.0	6.0	14.2
2027	12.7	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	13.6
2028	13.0	6.0	6.0	13.0	13.0	6.0	6.0	14.1
2029	13.0	6.0	6.0	9.2	6.0	6.0	6.0	13.7

Fuente: Elaborado por SENER.

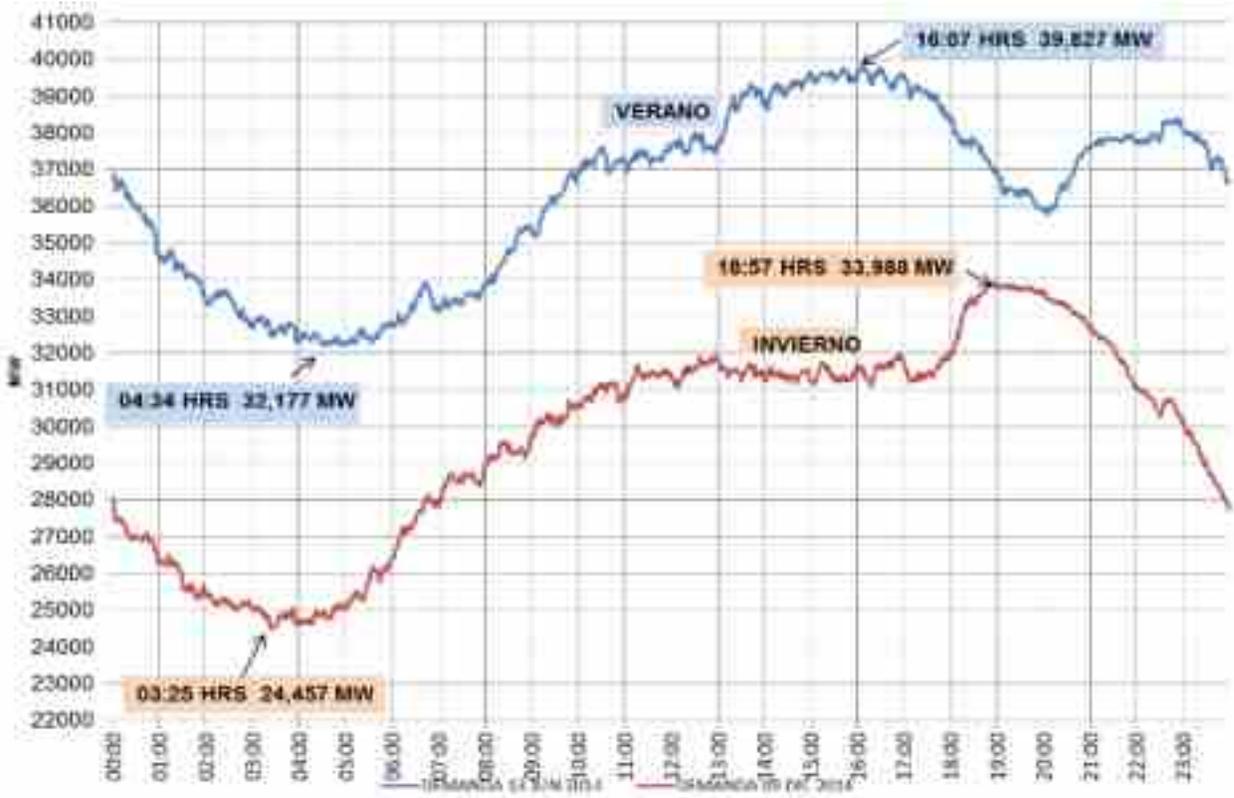
**TABLA 4.3.3. MARGEN DE RESERVA
 DE LAS REGIONES BAJA CALIFORNIA Y
 BAJA CALIFORNIA SUR**

(Porcentaje)

Año	Baja California	Baja California Sur
2015	3.9	57.5
2016	5.3	63.4
2017	10.2	45.0
2018	8.4	38.5
2019	13.7	97.7
2020	14.2	86.1
2021	12.4	85.8
2022	8.1	66.5
2023	17.7	50.4
2024	13.3	41.5
2025	9.2	39.4
2026	6.0	30.8
2027	6.0	30.3
2028	6.0	22.1
2029	12.2	15.0

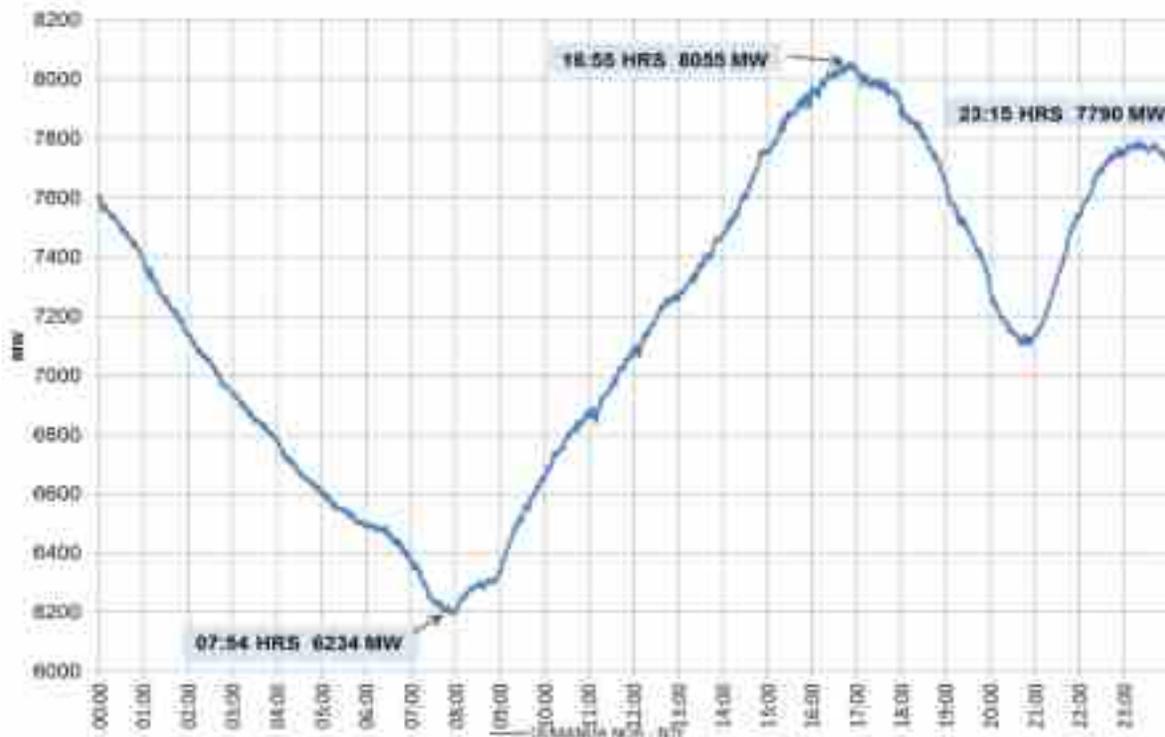
Fuente: Elaborado por SENER.

GRÁFICO 5.1.1. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL SIN EN EL VERANO E INVIERNO 2014 (MW)



Fuente: CENACE.

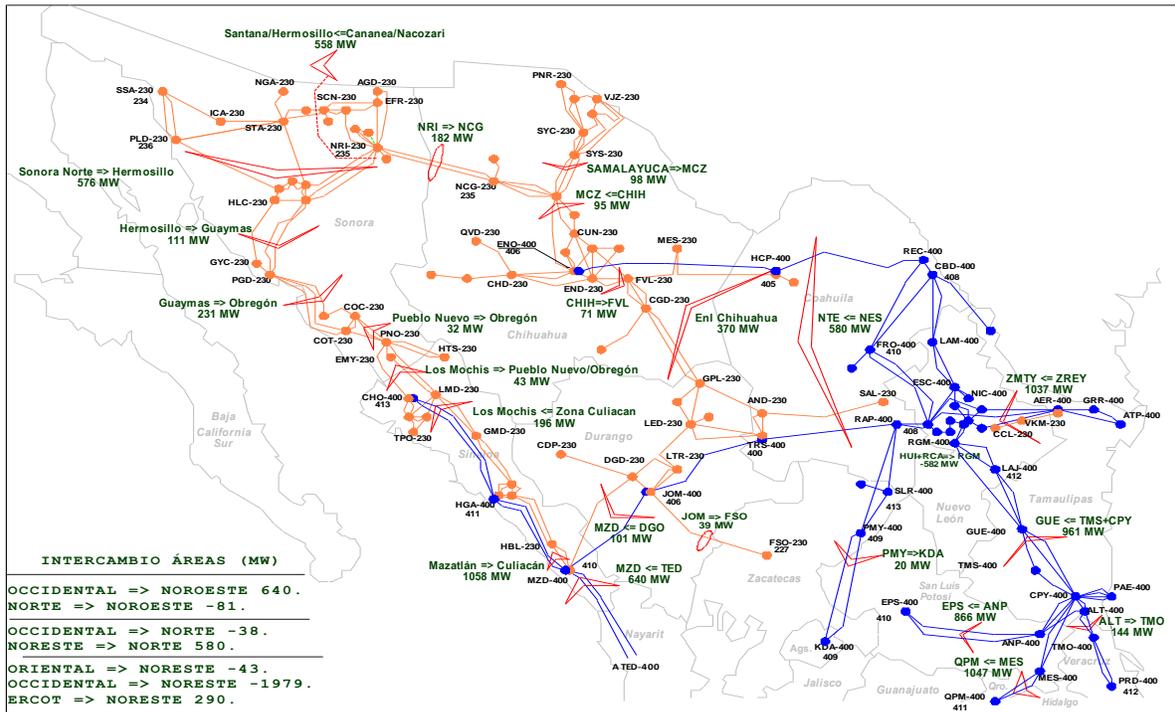
GRÁFICO 5.1.2. PERFIL REAL DE LA DEMANDA DEL NOROESTE Y NORTE EL 12 DE JUNIO 2014 (MW)



Fuente: CENACE.

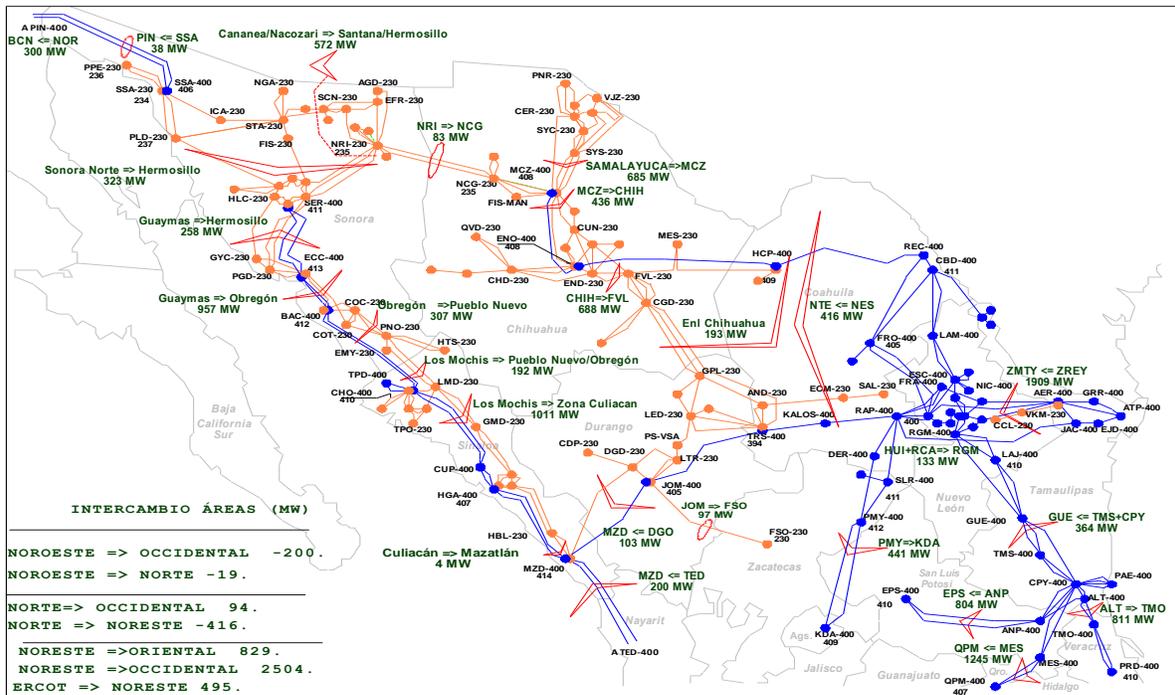


MAPA 5.2.1. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA DE VERANO 16:30 HRS, 2016



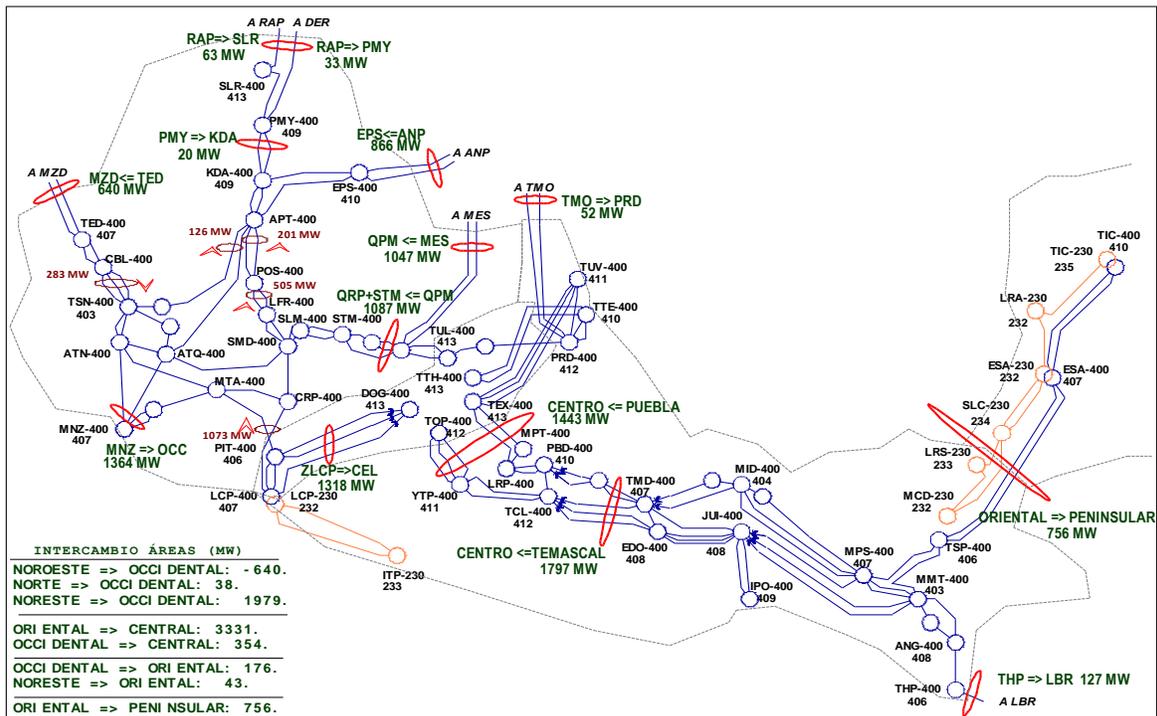
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.2. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA DE VERANO 16:30 HRS, 2020



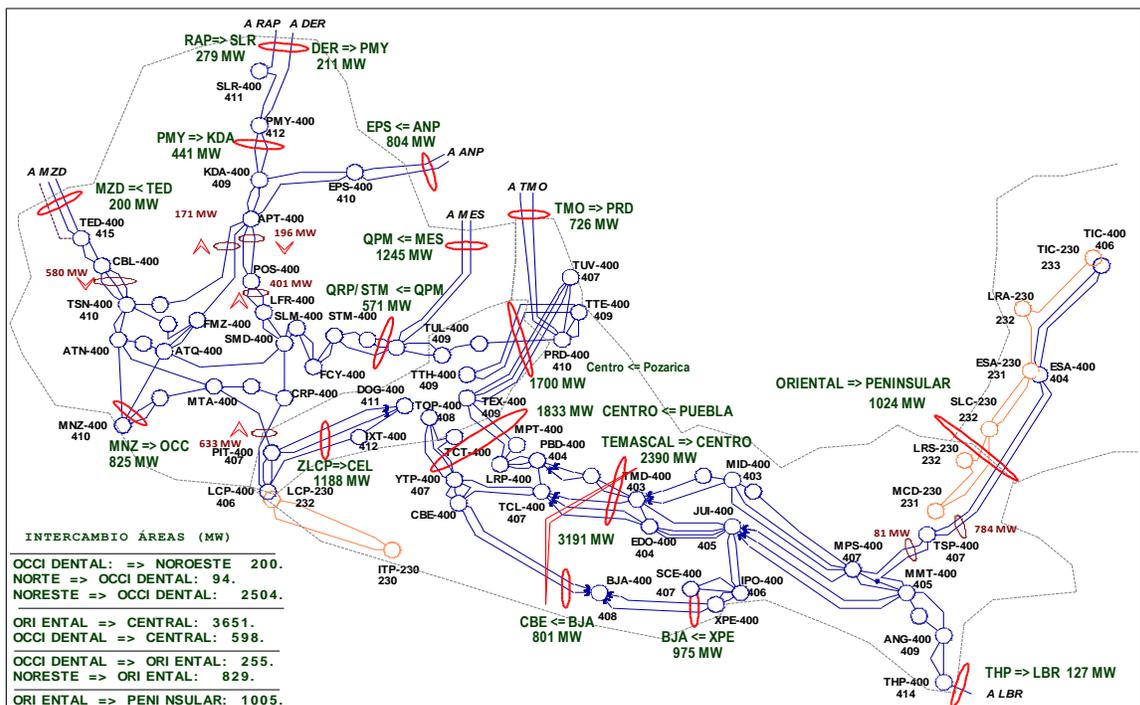
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.3. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA DE VERANO 16:30 HRS, 2016



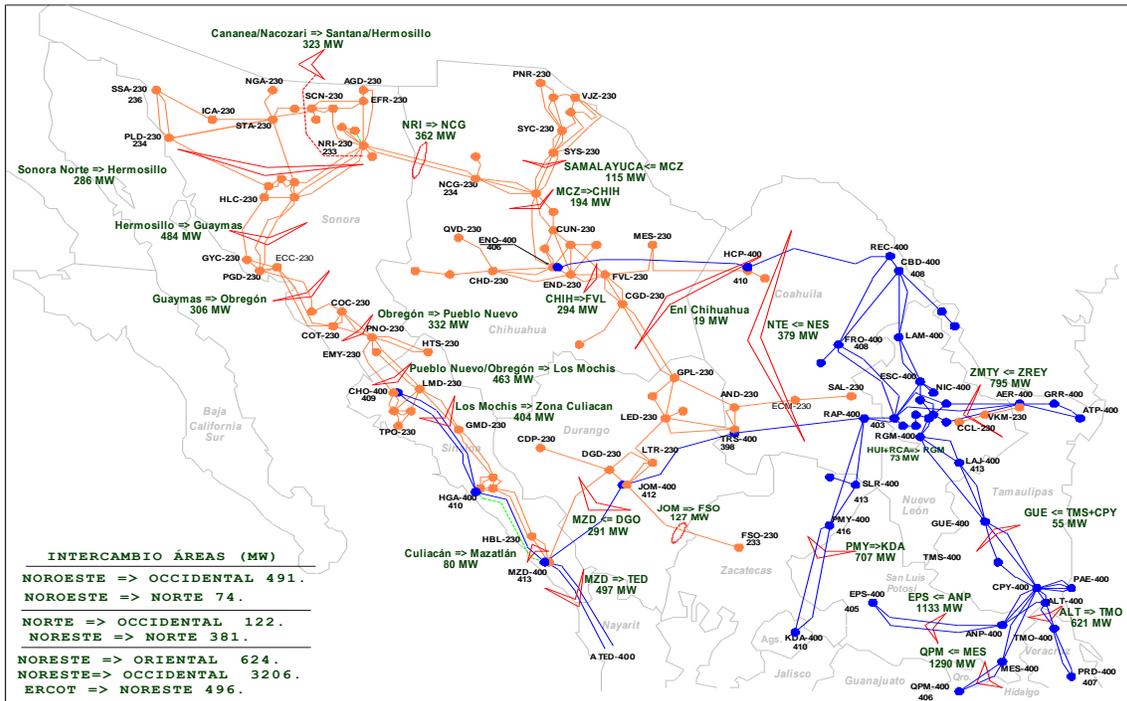
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.4. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA DE VERANO 16:30 HRS, 2020



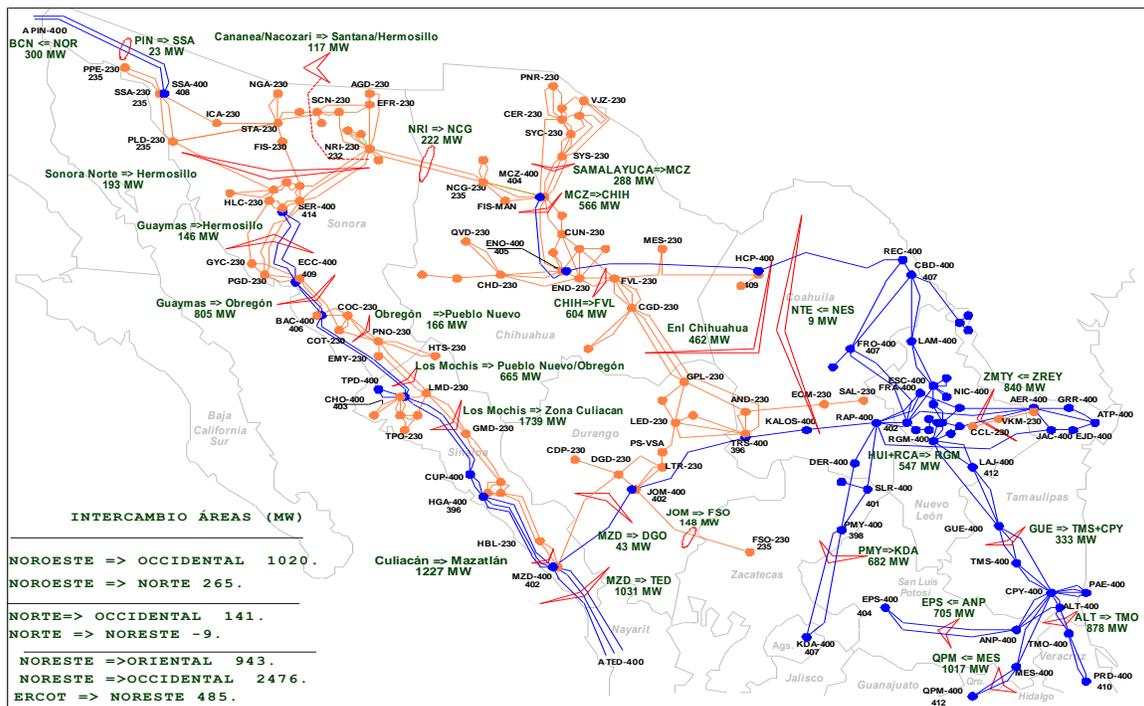
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.5. CONDICIONES OPERATIVAS EN DEMANDA MEDIA DE INVIERNO DE LAS 15 HRS., 2016



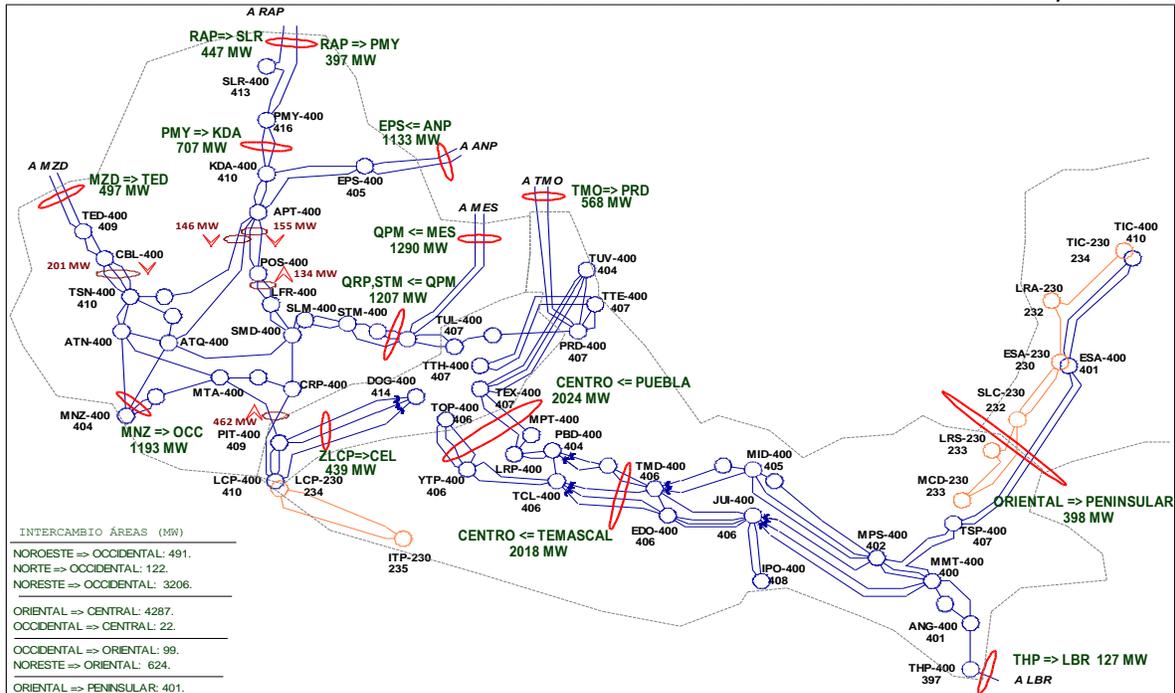
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.6. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA MEDIA DE INVIERNO DE LAS 15 HRS., 2020



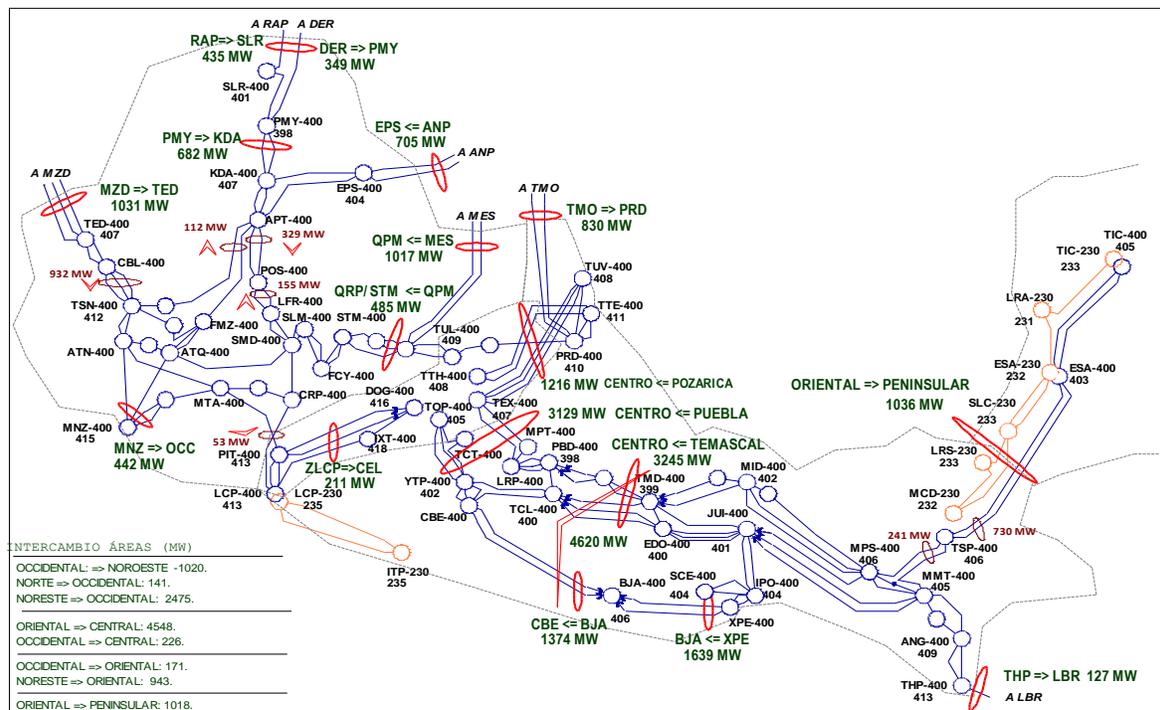
Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.7. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA MEDIA DE INVIERNO DE LAS 15 HRS., 2016



Fuente: CENACE.

MAPA 5.2.8. CONDICIONES OPERATIVAS DEMANDA MEDIA DE INVIERNO DE LAS 15 HRS., 2020



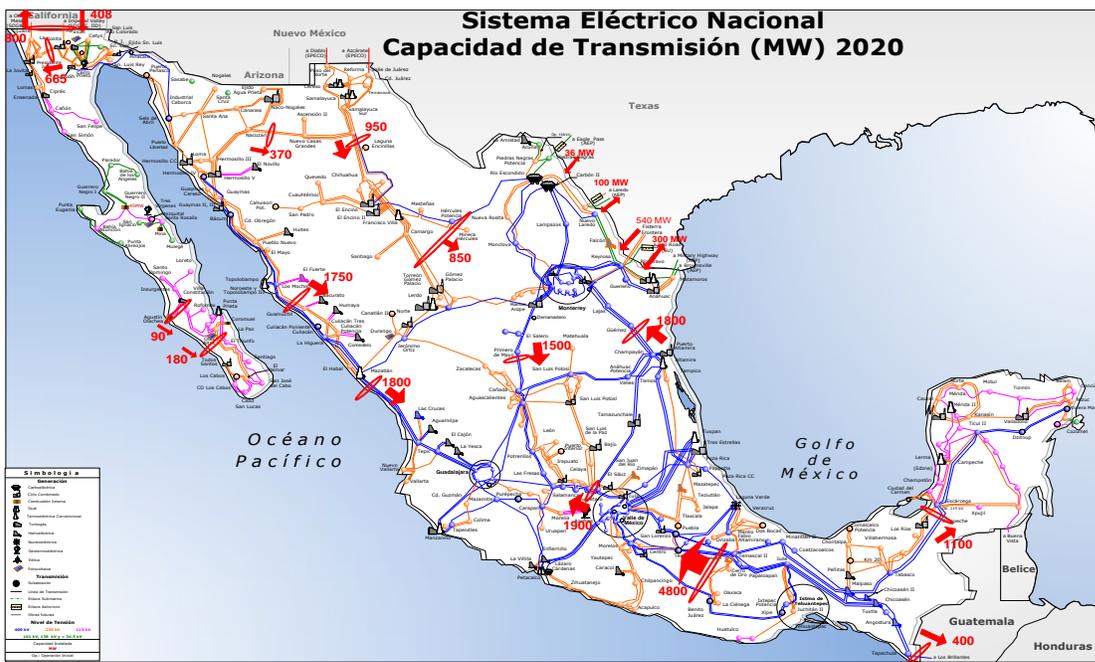
Fuente: CENACE.

MAPA 5.3.1. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SEN, 2015



Fuente: CENACE.

MAPA 5.3.2. CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN DEL SEN, 2020



Fuente: CENACE.

TABLA 5.3.1. PRECIOS MARGINALES ESTIMADOS POR REGIÓN DE TRANSMISIÓN 2015-2020

(dólares por megawatt hora)

Región de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 Hermosillo	49.35	42.67	45.91	36.62	35.93	37.07
2 Nacozari	48.24	41.87	44.41	36.20	35.86	36.84
3 Obregón	59.60	54.90	46.38	36.55	35.58	36.74
4 Los Mochis	60.80	69.48	49.84	40.83	36.08	37.28
5 Culiacán	60.95	69.42	49.87	41.15	36.68	37.92
6 Mazatlán	60.83	69.22	49.72	41.62	37.61	38.96
7 Juárez	46.31	44.68	44.24	36.12	36.21	36.89
8 Moctezuma	47.45	44.69	44.51	37.60	36.75	37.30
9 Chihuahua	47.09	44.98	44.33	38.73	36.98	37.30
10 Durango	42.04	39.37	43.42	40.68	39.75	40.40
11 Laguna	45.44	46.38	45.04	40.51	40.41	40.02
12 Río Escondido	48.14	45.78	43.73	41.49	36.85	37.95
13 Nuevo Laredo	52.53	50.41	48.52	45.35	36.84	37.95
14 Reynosa	39.74	36.56	35.83	35.15	36.80	37.91
15 Matamoros	39.43	36.32	35.83	35.15	36.78	37.88
16 Monterrey	45.97	42.74	40.43	38.94	36.80	37.91
17 Saltillo	46.27	43.39	45.26	39.79	40.10	38.91
18 Valles	46.93	45.14	39.32	36.56	35.52	36.20
19 Huasteca	46.78	44.52	40.84	37.87	36.76	36.35
20 Tamazunchale	48.05	46.23	44.14	40.30	39.14	39.15
21 Tepic	54.67	57.41	47.79	43.39	39.82	41.52
22 Guadalajara	52.23	52.86	46.99	43.91	40.55	42.28
23 Aguascalientes	50.10	49.37	44.58	41.05	39.24	40.86
24 San Luis Potosí	47.40	47.33	33.62	29.65	30.91	35.57
25 Salamanca	50.59	49.71	46.91	43.58	41.10	42.13
26 Manzanillo	50.97	51.59	45.88	43.90	40.55	42.28
27 Carapan	51.53	51.40	47.20	44.42	41.14	42.77
28 Lázaro Cárdenas	50.62	49.59	48.21	48.71	42.21	45.26
29 Querétaro	50.75	49.39	49.83	46.70	42.89	43.37
30 Central	50.64	49.30	49.16	45.74	43.17	47.38
31 Poza Rica	48.84	47.16	45.82	42.21	39.69	41.09
32 Veracruz	48.24	46.73	45.46	40.08	37.26	37.23
33 Puebla	50.51	49.06	47.78	40.66	40.11	36.79

Región de Transmisión	2015	2016	2017	2018	2019	2020
34 Acapulco	50.93	49.64	48.51	83.85	40.21	37.82
35 Temascal	50.43	49.04	47.78	40.66	39.40	36.21
36 Coatzacoalcos	50.40	48.79	47.47	40.66	39.18	36.21
37 Tabasco	50.75	48.84	47.39	41.03	39.14	36.51
38 Grijalva	50.36	48.54	47.18	40.65	38.96	36.21
39 Campeche	51.50	49.63	48.26	41.85	40.11	38.31
40 Mérida	56.02	52.97	55.77	57.58	40.88	40.48
41 Cancún	56.34	53.28	56.10	57.94	41.06	40.68
42 Chetumal	56.35	53.40	55.91	57.05	40.24	38.78
43 WECC (EUA)	36.08	35.18	36.09	35.90	37.13	37.58
44 Tijuana	36.08	35.18	36.09	35.90	37.13	37.58
45 Ensenada	36.68	35.32	36.16	35.98	37.21	37.74
46 Mexicali	36.07	35.17	36.08	35.89	37.10	37.59
47 San Luis Río Colorado	36.26	35.37	36.30	36.12	37.30	37.82
48 Villa Constitución	80.93	122.75	125.36	133.95	64.73	62.44
49 La Paz	80.93	122.75	125.36	133.95	64.73	62.44
50 Los Cabos	80.93	122.75	125.36	133.95	64.73	62.44

Nota: El precio marginal de energía eléctrica es el costo de generar un kilowatt hora (kWh) adicional con la capacidad instalada en un momento dado. El precio marginal es un indicador del mercado eléctrico para la toma de decisiones eficientes de consumo e inversión. Los precios marginales son resultado de la simulación operativa del Sistema Eléctrico Nacional y son indicativos para los próximos 5 años.

Fuente: Elaborado por SENER.

**TABLA 6.1.3. INVERSIÓN EN
 TRANSMISIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN
 2015-2029**

(Millones de pesos)

Año	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2015	2,101	422	1,753	4,276
2016	4,492	1,453	1,035	6,980
2017	4,138	1,293	2,662	8,093
2018	2,324	975	2,675	5,974
2019	3,833	882	2,559	7,274
2020	2,035	1,092	1,144	4,271
2021	919	754	1,058	2,731
2022	434	1,088	843	2,365
2023	508	904	528	1,940
2024	8,076	707	750	9,534
2025	7,690	570	627	8,887
2026	1,513	225	194	1,931
2027	466	520	87	1,073
2028	354	306	119	778
2029	777	350	133	1,261
Total	39,660	11,541	16,167	67,368

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Correspondiente a las principales obras.

Fuente: CENACE.

**TABLA 6.1.4. INVERSIÓN EN
TRASFORMACIÓN POR NIVEL DE
TENSIÓN 2015-2029**

(Millones de pesos)

Año	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2015	1,286	1,726	4,239	7,251
2016	1,953	1,374	3,062	6,389
2017	2,561	2,523	3,195	8,279
2018	1,021	1,743	3,359	6,123
2019	1,017	1,417	3,989	6,423
2020	1,263	1,535	2,852	5,650
2021	589	1,230	1,818	3,637
2022	1,177	1,315	1,295	3,787
2023	945	1,036	982	2,963
2024	1,413	1,075	1,297	3,785
2025	1,586	669	1,173	3,428
2026	797	286	702	1,785
2027	495	386	159	1,040
2028	529	342	191	1,063
2029	607	338	351	1,296
Total	17,239	16,995	28,664	62,899

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Correspondiente a las principales obras.

Fuente: CENACE.

**TABLA 6.1.5. INVERSIÓN EN
 COMPENSACIÓN POR NIVEL DE
 TENSIÓN 2015-2029**

(Millones de pesos)

Año	400 kV	230 kV	161-69 kV	Total
2015	224	267	241	733
2016	608	117	195	919
2017	1,145	8	317	1,469
2018	422	19	444	885
2019	268	67	395	730
2020	184	62	242	488
2021	160	0	89	249
2022	32	0	131	163
2023	41	4	196	241
2024	443	15	169	627
2025	615	21	75	710
2026	121	0	29	150
2027	152	0	16	167
2028	80	0	34	114
2029	117	0	26	144
Total	4,612	579	2,597	7,787

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Correspondiente a las principales obras.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.1.6. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN 2015-2029

(km-c)

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

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.1.7. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSFORMACIÓN 2015-2029

(MVA)

Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	1,000	2,492	3,492	2,383	5,874
2016	3,210	1,230	4,440	2,131	6,571
2017	6,008	1,605	7,613	1,647	9,260
2018	875	2,718	3,593	1,505	5,098
2019	2,175	2,338	4,513	2,121	6,634
2020	875	1,358	2,233	2,828	5,061
2021	1,975	1,580	3,555	1,393	4,947
2022	500	1,173	1,673	419	2,093
2023	2,125	2,058	4,183	795	4,978
2024	1,450	1,298	2,748	330	3,078
2025	3,000	2,242	5,242	1,099	6,340
2026	375	300	675	300	975
2027	875	320	1,195	90	1,285
2028	1,000	708	1,708	45	1,753
2029	0	300	300	103	403
Total	25,443	21,721	47,164	17,188	64,352

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.1.8. RESUMEN DEL PROGRAMA DE OBRAS DE COMPENSACIÓN 2015-2029

(MVAr)

Año	400 kV	230 kV	Subtotal 400 y 230 kV	161-69 kV	Total
2015	261	0	261	253	514
2016	362	800	1,162	264	1,426
2017	3,025	48	3,073	188	3,261
2018	300	0	300	379	679
2019	800	0	800	635	1,435
2020	640	267	907	519	1,426
2021	0	0	0	181	181
2022	600	0	600	128	728
2023	0	0	0	164	164
2024	0	0	0	376	376
2025	283	18	301	135	436
2026	75	0	75	31	106
2027	1,075	0	1,075	38	1,113
2028	225	0	225	23	247
2029	0	0	0	0	0
Total	7,646	1,133	8,778	3,311	12,090

Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.5.1. OBRAS DE TRANSMISIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024

Línea de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
La Palma entronque Moctezuma - Valle Esperanza ^{1/}	115	1	0.2	dic-16	Norte
Hermosillo Cinco - Dynatech ^{1/}	115	1	0.5	dic-16	Noroeste
Hermosillo Uno entronque Hermosillo Nueve - Rolando García Urrea ^{1/}	115	1	0.3	dic-16	Noroeste
Felipe Pescador entronque Durango I - Jerónimo Ortíz ^{1/}	115	1	1.0	dic-16	Norte
Maneadero entronque Ciprés - Cañón ^{2/}	115	2	6.0	abr-17	Baja California
Angostura - Tapachula Potencia 2 ^{5/}	400	2	193.5	oct-17	Oriental
Culiacán Poniente entronque Choacahui - La Higuera L2 ^{2/}	400	2	0.2	abr-18	Noroeste
Red asociada a la subestación Évora Banco 1 ^{3/}	115	1	1.5	abr-18	Noroeste
Red asociada a la subestación Portales Banco 1 ^{3/}	115	2	1.2	abr-18	Noroeste
Antea - Júpica - Buena Vista Refuerzo y Modernización ^{3/}	115	1	8.0	abr-18	Occidental
Playacar - Chankanaab II ^{2/}	115	1	25.0	abr-18	Peninsular
Playa del Carmen - Playacar ^{2/}	115	1	2.5	abr-18	Peninsular
Red asociada a la subestación Morales SF6 Bancos 1 y 2 ^{3/}	230	1	11.0	oct-18	Central
Red asociada a la subestación Fisisa SF6 Bancos 1y 2 ^{3/}	230	2	8.0	oct-18	Central
Aguascalientes Oriente - Cañada ^{2/}	115	1	12.0	abr-19	Occidental
Puebla Dos - Lorenzo Potencia 2 ^{4/}	400	2	13.0	abr-19	Oriental
Veracruz Dos - Tamarindo Dos ^{2/}	115	1	36.0	abr-19	Oriental
Manlio Fabio Altamirano - Dos Bocas 1 ^{4/}	230	2	17.0	may-19	Oriental

Línea de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Guanajuato Potencia entronque Silao Potencia - Irapuato II ^{2/}	230	2	46.3	dic-19	Occidental
Guanajuato Potencia entronque Guanajuato - Las Fresas ^{2/}	115	2	22.0	dic-19	Occidental
Guanajuato Potencia entronque Guanajuato Sur - Castro del Río ^{2/}	115	2	5.0	dic-19	Occidental
Total			410.1		

^{1/} Obra propuesta por Distribución. ^{2/} Obra propuesta por Gerencia de Control Regional. ^{3/} SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución. ^{4/} Tendido del primer circuito. ^{5/} Tendido del segundo circuito SF6. Hexafluoruro de Azufre.

Fuente: CENACE con información de la Subdirección de Transmisión.

TABLA 6.5.2. OBRAS DE TRANSFORMACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
El Habal Banco 1 ^{1/}	1	T	11	115 /13.8	dic-16	Noroeste
Lázaro Cárdenas Banco 1 Sustitución ^{1/}	1	T	20	115 /34.5	dic-16	Peninsular
Felipe Pescador Banco 1 ^{1/}	1	T	30	115 /13.8	dic-16	Norte
La Palma Banco 1 ^{1/}	1	T	30	115 /34.5	dic-16	Norte
Conejos Banco 1 Sustitución ^{1/}	1	T	20	115 /13.8	dic-16	Norte
Arenales Banco 2 ^{1/}	1	T	20	115 /34.5	dic-16	Norte
El Porvenir Banco 1 ^{1/}	1	T	20	115 /13.8	dic-16	Oriental
Acajete Banco 1 ^{1/}	1	T	9	115 /13.8	dic-16	Oriental
Portales Banco 1 ^{2/}	1	T	40	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Évora Banco 1 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Mochis Centro Banco 2 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Noroeste
Querétaro I Banco 1 Sustitución ^{3/}	3	AT	225	230 /115	abr-18	Occidental
Chankanaab II Bancos 3 y 4 ^{3/}	2	T	120	115 /34.5	abr-18	Peninsular
Ahkimpech Banco 2 ^{2/}	1	T	30	115 /13.8	abr-18	Peninsular
Morelos Bancos 3 ^{3/}	4	AT	300	230 /115	jun-18	Oriental
Morales SF6 Bancos 1 y 2 ^{2/}	2	T	120	230 /23	oct-18	Central
Fisisa SF6 Bancos 1 y 2 ^{2/}	2	T	120	230 /23	oct-18	Central
Irapuato II Banco 3 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	dic-18	Occidental
Herradura Banco 2 ^{3/}	1	AT	40	115 /69	abr-19	Baja California
Valle de las Palmas Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de transformación	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Vallecitos Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California
Valle de Guadalupe Banco 1 ^{3/}	1	T	20	115 /13.8	abr-19	Baja California
Potreros Banco 4 ^{3/}	4	T	500	400 /115	abr-19	Occidental
Aguascalientes Oriente Banco 2 ^{3/}	3	AT	225	230 /115	abr-19	Occidental
Chihuahua Norte Banco 5 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	abr-19	Norte
Dos Bocas Banco 7 ^{3/}	4	AT	300	230 /115	may-19	Oriental
Guanajuato Potencia Banco 1 ^{3/}	4	AT	133	230 /115	dic-19	Occidental
Colima II Banco 3 ^{3/}	3	AT	100	230 /115	dic-19	Occidental
Total			2,733			

A.T. Autotransformador; T. Transformador; SF6. Hexafluoruro de Azufre.

^{1/} Obra propuesta por Distribución. ^{2/} SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución. ^{3/} Obra propuesta por Gerencia de Control Regional.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.5.3. OBRAS DE COMPENSACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Tamazunchale MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	oct-16	Noreste
La Palma MVar ^{2/}	Capacitor	13.8	1.8	dic-16	Norte
Hidalgo MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
González Ortega MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
Packard MVar ^{1/}	Capacitor	161	21	abr-17	Baja California
San Simón MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California
Guerrero MVar ^{1/}	Capacitor	69	16	abr-17	Baja California
México MVar ^{1/}	Capacitor	69	16	abr-17	Baja California
Tecate Dos MVar ^{1/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-17	Baja California
Tecate MVar ^{1/}	Capacitor	13.8	3.6	abr-17	Baja California
Santiago MVar ^{1/}	Capacitor	115	7.5	abr-17	Baja California Sur
Bledales MVar ^{1/}	Capacitor	115	12.5	abr-18	Baja California Sur
Cementos Fortaleza MVar ^{1/4/}	Capacitor	85	7.5	abr-18	Central
Pachuca MVar ^{1/}	Capacitor	85	30	abr-18	Central
Guamúchil Dos MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Noroeste
Évora MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	Noroeste
Mochis Centro MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.8	abr-18	Noroeste
Portales MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	2.4	abr-18	Noroeste
Santa Fe II MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Guanajuato MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Lagos MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Río Grande MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-18	Occidental
Querétaro Oriente MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Buenavista MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Fragua MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Dolores Hidalgo MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
La Griega MVar ^{1/}	Capacitor	115	22.5	abr-18	Occidental
Cerro Hueco MVar ^{1/}	Capacitor	69	5	abr-18	Occidental
Ahkimpech MVar ^{3/}	Capacitor	13.8	1.2	abr-18	Peninsular
Morales MVar ^{3/}	Capacitor	23	18	oct-18	Central
Fisisa MVar ^{3/}	Capacitor	23	18	oct-18	Central
Esperanza MVar ^{1/}	Reactor	13.8	21	oct-18	Noroeste
Donato Guerra MVar ^{1/}	Reactor	400	100	dic-18	Central
Ojos Negros MVar ^{1/}	Capacitor	69	8.1	abr-19	Baja California
Paraíso MVar ^{1/}	Capacitor	115	15	abr-19	Oriental
Total			562		

^{1/} Obra propuesta por Gerencia de Control Regional. ^{2/} Obra propuesta por Distribución. ^{3/} SLT 2120 Subestaciones y Líneas de alta tensión de Distribución. ^{4/} Proviene de Apasco.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.5.5. OBRAS DE MODERNIZACIÓN DEL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2015-2024

Línea de Transmisión	Tensión kV	Cambio de equipo	Longitud km-c	Fecha de entrada	Gerencia de Control
Museo - Río Verde ^{1/}	115	sí	0	abr-16	Noreste
El Fresnal - Subestación Cananea ^{1/}	230	sí	0	abr-16	Noroeste
Subestación Cananea – Observatorio ^{1/}	230	sí	0	abr-16	Noroeste
Santa Ana - Industrial Caborca ^{1/}	230	sí	0	abr-16	Noroeste
Puerto Libertad - Hermosillo Aeropuerto ^{1/}	230	sí	0	abr-16	Noroeste
Hermosillo Cuatro - Hermosillo Seis ^{1/}	115	sí	0	abr-16	Noroeste
Lousiana - Mochis Las Villas ^{1/}	115	sí	0	abr-16	Noroeste
Recalibración de la LT San Francisco - San Roque ^{2/}	115	sí	6.5	dic-16	Occidental
Recalibración de la LT Silao Potencia – Silao ^{2/}	115	sí	4.6	dic-16	Occidental
Retiro de la LT Acatlán – Mezquitán ^{2/}	69	no	96.5	dic-16	Occidental
Recalibración de la LT Potrerillos - San Francisco ^{2/}	115	sí	6.1	dic-16	Occidental
Cárdenas ^{1/ 3/}	69	-	0	abr-17	Baja California
Torreón Sur - Ramos Arizpe Potencia ^{1/}	400	sí	0	abr-17	Norte
Palizada – Yebucibi ^{1/}	115	sí	8.4	abr-18	Central
Atacomulco Potencia – Yebucibi ^{1/}	115	sí	15.1	abr-18	Central
Pachuca – Actopan ^{1/5/}	85	sí	15.9	abr-18	Central
Vito – Juando ^{1/}	85	sí	19	abr-18	Central
Samalayuca - Samalayuca Sur L1 ^{1/}	230	-	3.8	abr-18	Norte
Samalayuca - Samalayuca Sur L2 ^{1/}	230	-	4	abr-18	Norte
Fresnillo - Río Grande ^{1/}	115	-	65	abr-18	Occidental
Herradura - Valle de Guadalupe ^{1/}	115	-	63	abr-19	Baja California
Valle de Guadalupe – Lomas ^{1/}	115	-	38	abr-19	Baja California
Valle de Guadalupe entronque Herradura - Valle de las Palmas ^{1/}	115	-	5.4	abr-19	Baja California
Matamoros Potencia – RIMIR ^{1/}	138	sí	0	abr-19	Noreste
Plaza - Valle Oriente ^{1/}	115	-	0.5	abr-19	Noreste
Tecnológico - Valle Oriente ^{1/}	115	-	0.5	abr-19	Noreste
Plaza - San Agustín ^{1/}	115	-	3.2	abr-19	Noreste
Loma Larga - San Agustín ^{1/}	115	-	3.2	abr-19	Noreste
Cárdenas – Comalcalco ^{1/}	115	sí	34.9	abr-19	Oriental
Comalcalco - Comalcalco Oriente ^{1/}	115	sí	6.3	abr-19	Oriental
Veracruz Uno – Sacrificios ^{1/4/}	115	sí	5.4	abr-19	Oriental
Villa de García - Parque Industrial Kalos ^{1/}	115	sí	0	abr-20	Noreste
Pemex - La Fe ^{1/}	115	sí	0	abr-20	Noreste
Total			405.3		

^{1/} Obra propuesta por Gerencia de Control Regional. ^{2/} Obra propuesta por Distribución. ^{3/} Cambio de conductor en bus. ^{4/} Cable Subterráneo. ^{5/} Tendido del primer circuito.

Fuente: CENACE.

TABLA 6.5.6. METAS FÍSICAS (SUBESTACIONES > 30 AÑOS) MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

Proyecto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Apartarrayos para LT	pza	802	938	881	832	738	698	4,889
Sistemas de tierras	torre	1,138	1,182	1,001	923	1,086	751	6,081
Ángulo de blindaje	torre	649	592	532	488	452	446	3,159
Distancias dieléctricas	torre	84	306	81	288	94	295	1,148
Hilo de guarda	kms	511	1,612	749	490	614	1,325	5,301
Cable Conductor	kms	294	350	350	370	494	580	2,438
Protección catódica	torre	34	122	152	351	141	123	923
Cimentaciones	torre	818	753	724	660	662	728	4,345
Estructuras Intermedias/Rompetramos	pza	106	99	136	117	81	69	608
Aislamiento convencional/sintético	torre	2,253	2,647	2,868	2,489	3,424	1,334	15,015
Sistema antiaves	torre	801	887	881	821	802	906	5,098
Sistema antirrobo	torre	208	195	187	185	165	165	1,105
Obra Civil Asociada (Deslaves, Obras de arte)	torre	461	457	531	479	476	416	2,820

Fuente: CENACE con información de la Subdirección de Transmisión.

TABLA 6.5.7. MONTO DEL PROYECTO (MILLONES DE PESOS) MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

Proyecto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Apartarrayos para LT	pza	47	55	52	49	44	41	288
Sistemas de tierras	torre	68	71	60	55	65	45	365
Ángulo de blindaje	torre	36	33	29	27	25	25	174
Distancias dielectricas	torre	4	15	4	14	5	15	57
Hilo de guarda	kms	26	81	37	25	31	66	265
Cable Conductor	kms	56	67	67	70	94	110	463
Protección catódica	torre	1	2	3	7	3	2	18
Cimentaciones	torre	126	116	111	102	103	112	671
Estructuras Intermedias/Rompetramos	pza	310	287	400	345	235	199	1,775
Aislamiento convencional/sintético	torre	43	51	55	48	60	26	282
Sistema antiaves	torre	16	18	18	16	16	18	102
Sistema antirrobo	torre	10	10	9	9	8	8	55
Obra Civil Asociada (Deslaves, Obras de arte)	torre	9	9	11	10	10	8	56
Monto Total Equipamiento		752	814	856	778	696	676	4,573
Puesta en Servicio		23	49	51	47	42	54	265
Monto Total del Proyecto		775	863	907	825	738	730	4,838

Fuente: CENACE con información de la Subdirección de Transmisión.

TABLA 6.5.8. TRANSMISIÓN METAS FÍSICAS (SUBESTACIONES > 30 AÑOS) MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

Componente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Subestaciones (Equipo primario)							
Interruptores 400 kV	22	10	9	10	21	3	75
Interruptores 230 kV	134	125	73	69	47	58	506
Interruptores 115 kV	53	68	82	34	24	51	312
Interruptores < 115 kV	364	145	105	55	22	16	707
Cuchillas 400 kV	104	92	67	60	67	35	425
Cuchillas 230 kV	476	235	176	229	221	169	1,506
Cuchillas 115 kV	231	224	237	230	152	183	1,257
Cuchillas < 115 kV	651	203	272	106	23	65	1,320
DP's o DPI's 400 kV	49	36	23	12	22	6	148
DP's o DPI's 230 kV	75	101	58	43	61	39	377
DP's o DPI's 115 kV	67	55	64	55	38	42	321
DP's o DPI's < 115 kV	112	89	51	12	0	3	267
TC's 400 kV	71	27	49	30	49	28	254
TC's 230 kV	272	144	181	211	183	159	1,150
TC's 115 kV	97	116	68	54	54	46	435
TC's < 115 kV	59	3	138	0	9	3	212
AP's 400 kV	83	73	69	39	48	33	345
AP's 230 kV	207	161	124	138	117	147	894
AP's 115 kV	54	140	82	130	96	65	567
AP's < 115 kV	351	216	140	42	43	40	832
Barras 400 kV	1	1	1	2	2	0	7
Barras 230 kV	10	4	3	5	4	5	31
Barras 115 kV	8	6	11	3	2	0	30
Barras < 115 kV	32	17	14	30	24	26	143
Transformadores (Sustitución)	14	15	20	21	20	10	100
Transformadores (Modernización Sistemas)	121	112	72	52	54	18	429
Reactores	28	4	6	0	7	1	46
Capacitores	103	59	62	21	14	23	282
Plantas de emergencia	19	12	15	4	8	3	61
Tableros de Transferencia Automatica	25	12	7	2	14	3	63
Bancos de baterías	48	43	37	10	33	24	195
Cargadores	36	29	44	27	10	8	154
Tableros de Servicios propios CD y CA	380	261	212	310	210	226	1,599
Protección y Medición							
Esquemas de Protección 400 kV	11	10	6	2	3	2	34
Esquemas de Protección 230 kV	12	5	22	6	6	30	81
Esquemas de Protección 115 kV	39	14	25	0	1	0	79
Esquemas de Protección < 115 kV	4	16	8	0	6	0	34
Esquemas de Medición	391	195	115	42	42	25	810
Tableros integrales 400 kV	21	36	17	14	16	8	112
Tableros integrales 230 kV	79	84	70	53	57	58	401
Tableros integrales 115 kV	52	19	21	43	26	42	203
Tableros integrales < 115 kV	5	14	20	3	52	26	120
Casetas de Control Prefabricadas	37	9	25	27	21	12	131
Esquemas Discretos	29	1	5	3	8	0	46
Esquemas Integradores de Información	23	9	12	24	16	4	88
Registradores de Disturbio	186	124	122	97	45	140	714
PMU	31	10	11	17	2	0	71
Cable de Control	2,157,661	2,063,155	1,900,800	1,526,268	874,643	930,848	9,453,374
Control							

PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
PRODESEN 2015-2029

Componente	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
SICLE	22	9	4	11	14	13	73
Subsistema Remoto SSR	164	206	68	17	22	9	486
Simulador	47	49	25	28	51	2	202
Subsistema Local	125	111	49	53	42	19	399
Aplicaciones SICLE	18	26	5	2	6	6	63
SIME	2	0	2	1	0	0	5
Concentrador de Información de Instalación	24	17	6	13	9	17	86
Nodo Secundario	0	0	4	0	0	2	6
Aplicaciones SIME	6	15	14	13	5	2	55
IMEEP	437	290	452	393	355	394	2,321
MM SCADA	105	72	87	7	34	46	351
SINALPT	28	31	10	14	6	6	95
IMARP	0	0	0	0	0	0	0
Control del CEV	0	0	0	1	1	1	3
Sistema de Control y Protección	5	9	2	1	0	6	23
Válvula de Tiristores	3	2	4	1	0	6	16
Sistema de Enfriamiento	1	2	4	1	0	2	10
Sistema Auxiliares para CEV	5	1	5	4	1	2	18
Sistema de Monitoreo y Control	2	5	5	0	2	6	20
Comunicaciones							
Equipo Digital de Teleprotección (EDT)	86	92	100	96	54	46	474
Ondas Portadoras por Líneas de Alta Tensión (OPLAT)	57	56	56	44	33	34	280
(Conmutador Datos) Multiplex. PDH, Switch Capa 3, Access Point	167	177	163	148	134	152	941
Conmutadores de Voz	69	54	60	127	29	56	395
Radio Portátil (VHF - FM)	418	225	228	293	58	312	1,534
Radio Móvil (VHF - FM)	276	183	155	171	70	176	1,031
Radio Repetidores Digitales (VHF - FM)	31	25	16	12	10	21	115
Radio Bases Digitales (VHF - FM)	90	61	22	22	21	87	303
Consola de Control Remoto	28	23	3	8	2	6	70
Sistema Troncalizado	15	34	20	31	33	26	159
Microondas	58	68	63	80	68	82	419

Fuente: CENACE, con información de la Subdirección de Transmisión.

TABLA 6.5.9. MONTO DEL PROYECTO (MILLONES DE PESOS) MODERNIZACIÓN DE SUBESTACIONES (>30 AÑOS) DE LA SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

Especialidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Subestaciones (Equipo Eléctrico Primario)	2,270	1,364	1,374	1,106	1,126	717	7,957
Protección y Medición	405	316	292	272	223	211	1,719
Control	459	417	332	246	190	379	2,023
Comunicaciones	239	235	212	211	154	191	1,242
Puesta en Servicio	101	70	66	55	51	45	388
Obra Civil Asociada	202	140	133	110	102	90	777
Total por año	3,677	2,542	2,409	2,001	1,845	1,633	14,107

Fuente: CENACE, con información de la Subdirección de Transmisión.

TABLA 6.6.1. OPCIONES DE INSTRUMENTOS DE FINANCIAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES PARA PROYECTOS DE INVERSIÓN EN TRANSMISIÓN

Instrumento	Tipo/Modalidad	Características	Origen de los recursos	Marco Jurídico	Estatus
Obra Pública Presupuestal (OPP)	Recursos Propios	Inversión Pública	Presupuesto de Egresos de la Federación PEF	Aplica La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, así como la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.	Operando
Obra Pública Financiada (OPF)	Recursos Financiados (Inversión Directa o Condicionada)	PIDIREGAS	Licitaciones Públicas Nacionales o Internacionales (Recurso de particulares, banca comercial o desarrollo), Invitación o Adjudicación	La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, Ley de APP's	Operando
Transportista Independiente de Energía	OPF	PIDIREGAS O APP's	Licitaciones Públicas Nacionales o Internacionales (Recurso de particulares, banca comercial o desarrollo), Invitación o Adjudicación	Se realizan bajo Convenio o Contrato entre las partes y NO aplica la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, así como la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas.	Diseñar e implementar modelo de contrato o convenio
	(APP's)				
APP's	Proyectos de Prestación de Servicios (PPS)	Participación Accionaria, Bonos de Rendimiento Esperados, Bonos de Infraestructura, Créditos Bancarios, Emisión de Bonos, Arrendamientos, Tarifas, Fideicomisos, etc.	Particulares por Licitación. Recursos Federales, Privados o Mixtos, incluyendo banca comercial o de desarrollo	Se realizan bajo Convenio o Contrato entre las partes y NO aplica la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, así como la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las mismas.	Diseñar e implementar modelo de contrato o convenio
	Propuestas No Solicitadas		Acuerdos para desincorporar Activos Federales a cambio de una Indemnización. Particulares por Licitación. Recursos Privados o Mixtos, incluyendo banca comercial o de desarrollo		
	Aprovechamiento de Activos				
Fibras o Fideicomiso Transparente	Aprovechamiento de Activos	Participación Accionaria, Bonos de Rendimiento Esperados, Bonos de Infraestructura, Créditos Bancarios, Emisión de Bonos y Acciones, Arrendamientos, tarifas, Fideicomisos, etc.	Recursos privados de instrumentos de renta fija y variable.	Ley de ISR, Miscelánea fiscal, Ley de Ingresos	Revisión y modificación del marco jurídico

Fuente: SENER.

TABLA 7.1.2. INVERSIONES DE DISTRIBUCIÓN 2010 – 2015

(Millones de pesos)

COMPONENTES	PRESUPUESTO HISTÓRICO EJERCIDO					PRESUPUESTO ASIGNADO
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Regularización de colonias	169	958	104	589	588	200
Acometidas y Medidores	3,519	2,817	2,674	3,364	2,574	2,680
Total Expansión	3,688	3,775	2,779	3,953	3,162	2,880
Reducción pérdidas (Presupuesto)	5,020	5,745	3,424	3,055	1,842	1,827
Confiabilidad	410	697	544	591	843	1,406
Paseo de la Reforma	0	0	0	0	644	501
Modernización de la medición	0	0	0	0	0	1,355
Red Inteligente (sistemas)						
Equipamiento Operativo ^{1/}	1,630	1,917	2,018	1,734	1,897	433
Total Modernización	7,059	8,359	5,986	5,380	5,226	5,522
Demanda Incremental PIDIREGAS	43	327	523	450	675	752
Reducción pérdidas PIDIREGAS						
Total Obra Pública Financiada	43	327	523	450	675	752
Total	10,790	12,461	9,288	9,783	9,063	9,154

^{1/} Estos componentes corresponden a funciones de distribución y comercialización.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

TABLA 7.1.3. INVERSIONES DE DISTRIBUCIÓN 2015 – 2029

(Millones de pesos)

Componentes	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total 2016-2029
Regularización de colonias	200	1,035	917	878	866	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,896
Acometidas y Medidores	2,680	1,627	1,633	1,710	2,230	3,870	3,903	4,147	4,266	4,375	4,103	4,138	4,396	4,522	4,637	52,237
Total Expansión	2,880	2,662	2,550	2,588	3,096	3,870	3,903	4,147	4,266	4,375	4,103	4,138	4,396	4,522	4,637	56,133
Reducción pérdidas (Presupuesto)	1,827	5,814	4,672	3,620	2,857	3,714	4,887	5,182	5,225	4,815	3,937	5,181	5,493	5,538	5,104	67,865
Confiabilidad	1,406	4,793	4,642	4,510	4,531	2,333	3,198	5,037	4,515	3,577	2,473	3,389	5,339	4,786	3,792	58,320
Paseo de la Reforma	501	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	788
Proyecto de interconexión Holbox	0	71	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	221
Modernización de la medición	1,355	399	2,674	4,651	1,901	3,146	3,146	3,146	3,146	3,146	3,146	2,787	2,871	2,957	3,046	41,517
Red Inteligente (sistemas)	0	1,300	1,430	1,690	2,080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,500
Equipamiento Operativo ^{1/}	433	1,740	1,610	1,485	1,568	1,426	1,774	2,053	1,604	1,652	1,511	1,880	2,176	1,700	1,752	24,365
Total Modernización	5,522	14,404	15,178	15,956	12,937	10,619	13,005	15,418	14,490	13,191	11,067	13,237	15,879	14,981	13,693	199,576
Demanda Incremental PIDIREGAS	752	2,335	2,650	7,576	0	494	320	245	182	97	27	12	0	0	0	14,689
Reducción pérdidas PIDIREGAS	0	4,492	10,627	2,805	2,935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,859
Total Obra Pública Financiada	752	6,827	13,277	10,381	2,935	494	320	245	182	97	27	12	0	0	0	35,548
Total	9,154	23,893	31,005	28,925	18,968	14,983	17,228	19,810	18,938	17,662	15,197	17,387	20,275	19,503	18,330	291,258

^{1/} Estos componentes corresponden a funciones de distribución y comercialización.

Fuente: Elaborado por SENER con información de CFE.

SECRETARÍA DE ENERGÍA

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

César Emiliano Hernández Ochoa

Subsecretario de Electricidad

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

María de Lourdes Melgar Palacios

Subsecretaria de Hidrocarburos

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Fernando Zendejas Reyes

Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica

Edmundo Gil Borja

Director General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social

ELABORACIÓN Y REVISIÓN:

Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica

Edmundo Gil Borja

Director General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social

Daniela Pontes Hernández

Directora de Instrumentos de Energías Limpias

José Israel Muciño Jara

Director de Transmisión

Miguel Genel Cruz

Director de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

AGRADECIMIENTOS

SUBSECRETARÍA DE PLANEACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario

Rafael Alexandri Rionda

Director General de Planeación e Información Energéticas

Efraín Villanueva Arcos

Director General de Energías Limpias

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Enrique Ochoa Reza

Director General

Roberto Vidal León

Subdirector de Distribución

Guillermo Arizmendi Gamboa

Gerente de Planeación de Distribución

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

Eduardo Meraz Ateca

Director General

Manuel Alanís Sieres

Encargado de la Dirección de Operación

Gustavo Villa Carapia

Encargado de la Subdirección de Planeación

Sergio Romo Ramírez

Subgerente de Análisis de Redes Eléctricas

Carlos Flores Peña

Encargado de la Gerencia de Recursos de Generación

ASESORES

Felipe César Valdebenito Tepper

Energy Exemplar

Osvin Alejandro Martínez Vázquez

Energy Exemplar

José Alejandro Palmero Aguilar

Juan Diego López Cruz

José Amador Orta Mendoza

Agustín Lara Fernández

Daniel Francisco González Santillán

Roberto Badillo Hernández

